Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Previsão a longo prazo de preços de electricidade

Guilherme Almeida Ferreira Gomes

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Doutor Cláudio Monteiro

Fevereiro de 2010

Resumo

A previsão a longo prazo em sistemas eléctricos apresenta-se, essencialmente, como uma ferramenta de extrema utilidade para o planeamento da expansão do sistema produtor, assim como um modo de suporte à definição de políticas energéticas.

Perspectivas de mudança apoiadas em políticas europeias e nacionais, que visam diminuir o consumo eléctrico e incrementar novas tecnologias como as energias renováveis, com o intuito de diminuir a dependência energética do exterior, fazem com que se adivinhem mudanças no parque produtor. Torna-se importante averiguar as possíveis mudanças, que poderão ocorrer no preço da electricidade futuramente.

No presente trabalho de dissertação, desenvolve-se uma previsão a longo prazo do preço da electricidade. A abordagem seguida é a da sua divisão em três perspectivas: custos de produção, preços de mercado e preços de electricidade regulados. Os primeiros dois são retratados no âmbito desta dissertação.

A sua previsão é feita com base em cenários de evolução futura do sistema os quais permitem uma melhor visão sobre possíveis mudanças nos custos de produção e no preço de mercado da electricidade.

Palavras-chave: Custos de produção; Planeamento sistema produtor eléctrico; Preço de mercado da electricidade; Previsão a longo prazo.

Abstract

Long-term forecasting in electric power systems presents itself, essentially, as a tool to plan the expansion of production and also as a powerful method to support policies in the energy sector.

A perspective of change, supported by European and National policies that seek to decrease electricity consumption, decrease energy dependence and implement new technologies (like renewable-friendly technology), crave to guess changes in the electric type of production. It becomes crucial then to evaluate possible changes that may occur in the electricity price on the long run.

In this thesis it is developed a long-term forecasting for the electricity price. The approach followed is to divide it in three different perspectives: costs of production, market electricity prices and lastly, the regulated price of electricity. The first two are given particular attention in this work.

This forecast is accomplished by using scenarios of future prospects of the power system that allow us to have a clearer sight about possible changes in the cost of production and in the market electricity price.

Keywords: *Cost of production, Electricity market price, Long-term Forecasting, Power system planning.*

Agradecimentos

Aos meus pais e família, por todo o apoio que me deram no decurso da vida e ao longo da dissertação.

Não poderia deixar de dar uma palavra de particular agradecimento ao Prof. José Castro pela sua prontidão e disponibilidade na ajuda da revisão e ao futuro grande Engenheiro Sérgio Silva, por me ter acudido na formatação.

A todos que, nestes últimos meses, compartilharam comigo a sala J102 fazendo com que as longas horas de trabalho fossem agradáveis. Obrigado pela enorme paciência e apoio. Sem vocês, certamente, não teria sido possível.

A todos os meus amigos.

Uma palavra de agradecimento para o Prof. Doutor Cláudio Monteiro pela amizade e excelente orientação no decurso destes últimos meses.

Thanks *Boss*! See you around.

“Great Works are performed, not by strength, but by perseverance.”

Samuel Johnson

Índice

Lista de Figuras

Lista de Tabelas

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas (ordenadas por ordem alfabética)

CCGT	*Combined Cycle Gas Turbine*.
CCS	*Carbon Capture and Storage*
CPV	*Concentrating Photovoltaic Arrays*
DGEG	Direcção Geral de Energia e Geologia
EDP	Energias de Portugal.
ERSE	Entidade Reguladora do Sector Energético
ETS	*Emissions Trading System*
FV	Fotovoltaico
GEE	Gases do efeito de estufa.
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidade
OMI	Operador de mercado Ibérico
OMIE	Operador de mercado pólo Espanhol
OMIP	Operador de mercado pólo Português
PNAEE	Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética.
PNBEPH	Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico
PRE	Produção em Regime Especial
REE	Rede Eléctrica Espanha
REN	Rede Eléctrica Nacional
SEN	Serviço Eléctrico Nacional
UE	União Europeia.
O&M	Operação&Manutenção

Lista de símbolos

$\widetilde{P_{importação}}_{07-08}$	Preço médio pesado da importação no período 07-08 ($€/_{MWh}$);
CNE_{fixo_t}	Componente custo nivelado fixa da térmica t, num ano (€/MWh)
$CNE_{produtor\ PRE_{ano}}$	Custo nivelado de cada produtor PRE$\left(€/_{MWh}\right)$
$C_{c.Fixa_{térmica}}$	Componente dos custos fixos das térmicas (€/MWh)
$Consumo_{cen1.a}$	Previsão do consumo para o cenário 1.a (GWh)
$Consumo_{cen1.b}$	Previsão do consumo para o cenário 1.b *(GWh)*
$Curva_1$	Curva de saturação nº1, parametrizada a partir do histórico do consumo
$E_{produzida_{produtor\ PRE_{ano}}}$	Energia anual produzida por cada produtor PRE (MWh)
$E_{total_{produzida_{ano}}}$	Energia total produzida pelo sistema num ano (MWh)
$E_{produzida}$	Energia produzida durante um ano pela tecnologia em causa (MWh)
E_t	Energia produzida num ano pela térmica t (MWh)
$P_{Gas_{P2}}$	Previsão da Potência instalada de energia a Gás - cenário P2 (MW)
$P_{hidro_{P1}}$	Previsão da Potência instalada de energia Hidroeléctrica -cenário P1
$P_{hidro_{P2}}$	Previsão da Potência instalada de energia Hidroeléctrica, cenário P2
$P_{Fuel_{P1}}$	Previsão da potência instalada de energia a Fuel – cenário P1 (MW);
$P_{Fuel_{P2}}$	Previsão da Potência instalada de energia a Fuel - cenário P2 (MW)
$P_{PRE\ hidro_{P1}}$	Previsão da Potência instalada de energia PRE Hidroeléctrica - cenário P1
$P_{PRE\ hidro_{P2}}$	Previsão da Potência instalada de energia PRE Hidroeléctrica -cenário P2
$P_{PRE\ FV_{P1}}$	Previsão da Potência instalada de energia PRE FV, cenário P1 (MW);
$P_{PRE\ FV_{P2}}$	Previsão da Potência instalada de energia PRE FV, cenário P2 (MW)
$P_{PRE\ térmica_{P1}}$	Previsão da Potência instalada de energia PRE térmica, cenário P1 (MW)
$P_{PRE\ térmica_{P2}}$	Previsão da Potência instalada de energia PRE térmica, cenário P2 (MW)
$P_{carvão_{P1}}$	Previsão da Potência instalada de energia a carvão - cenário P2 (MW)
$P_{eólica_{P1}}$	Previsão da Potência instalada de energia eólica - cenário MW1 (MW)
$P_{eólica_{P2}}$	Previsão da Potência instalada de energia eólica - cenário P2 (MW)
$P_{instalada}$	Potência instalada da tecnologia em causa (MW)
$f.Util_{P.inst.}$	Factor de utilização da potência (%)
Ø	Factor de ajuste da potência gerada a cada hora pela hídrica
Bbl	Barril de Petróleo.
CNE	Custo Nivelado (€/MWh)
GWh	*Gigawatt-hora*
MW	*Megawatt*
MWh	*Megawatt-hora*
t	Taxa de anualização
τ	Factor de Anualização
CF	Parcela fixa do custo considerada *(€/MWh)*

CV	Parcela variável do custo no ano correspondente *(€/MWh)*
PM	preço horário do mercado ($€/_{MWh}$)
t	Variável independente (Ano)

Capítulo 1

Introdução

No presente trabalho de dissertação é retratado o sistema produtor de energia eléctrica em Portugal através da previsão de cenários de evolução futura do preço da electricidade, numa perspectiva de planeamento, relacionando diferentes variáveis entre si:

- Consumo de electricidade;
- Capacidade da potência instalada dos vários modos de produção existentes;
- Despacho eléctrico (produção eléctrica);
- Custos de produção do sistema;
- Preço de mercado eléctrico.

No capítulo subsequente é apresentado o enquadramento do tema e a motivação subjacente à sua elaboração. São também enumerados os objectivos sendo, por fim, exposta uma breve explicação acerca da estrutura do trabalho.

1.1 - Enquadramento

O sistema eléctrico de energia permite o funcionamento da nossa sociedade como a conhecemos, assumindo-se como uma das bases para a eficiente actividade e desenvolvimento da economia de um país. Está presente em todos os aspectos do nosso quotidiano, assumindo-se como um bem essencial.

Este sector apresenta características peculiares quando comparado com outro tipo de áreas da indústria. O produto final (electricidade) tem de ser entregue instantaneamente, respondendo às diferentes flutuações de carga impostas pelos consumidores. Além disso, com a excepção de centrais hídricas com possibilidade de bombagem de água, não existe uma maneira económica de armazenagem de energia em grandes quantidades.

O carvão, gás-natural, fuel e grande hídrica, principalmente através de albufeiras, constituíam-se como os maiores contribuidores para o *mix* de energia no final do século XX.

Formas de produção de energia como a eólica, solar ou a biomassa representavam porções insignificantes do total da energia produzida. No entanto, essa tendência no século XXI foi invertida.
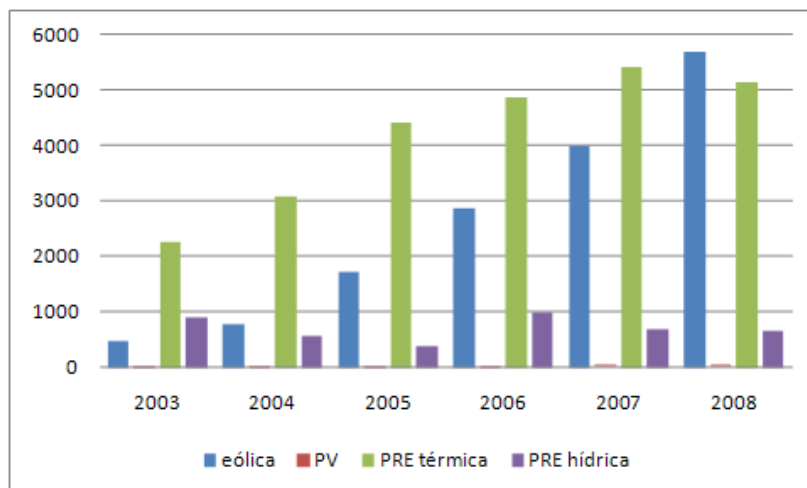
Figura 1.1 - Evolução da Energia gerada a partir de fontes renováveis em Portugal (MWh) (Adaptado [1])

Presentemente, vive-se numa época de transição onde o pensamento ecológico e o conceito de desenvolvimento sustentado são também aplicados ao sector energético. A forte dependência de Portugal e da União Europeia relativamente a combustíveis fósseis obtidos, na sua maior parte, através da importação de países (Figura 1.2) onde existem várias tensões geopolíticas, fazem com que o sistema esteja susceptível a uma grande volatilidade dos preços das matérias-primas utilizadas (gás-natural; carvão; fuel), pondo em risco o seu crescimento económico (Figura 1.2).
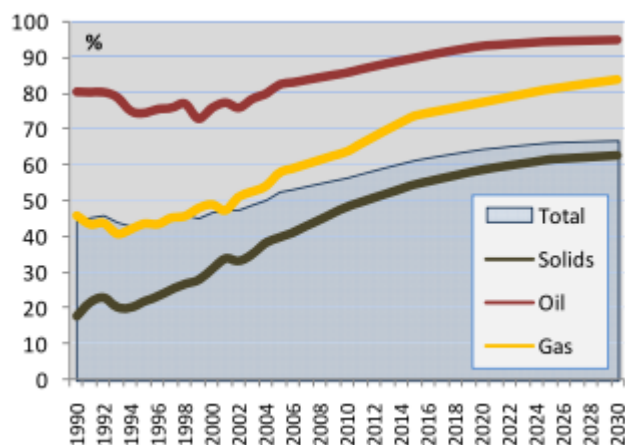
Figura 1.2 - Evolução da dependência da importação de combustíveis fósseis da EU [2].

Paralelamente ao enunciado, Portugal comprometeu-se no âmbito do Protocolo de Quioto e do Acordo de Partilha de Responsabilidades (2002) entre os 15 estados membros da UE (existentes aquando do acordo) a, no período compreendido entre 2008-2012, não ultrapassar em mais de 27 % as emissões de GEE registadas em 1990[1, 3].

O "Livro Verde: estratégia Europeia para uma energia sustentável, competitiva e segura"; "Livro Verde sobre a eficiência energética"; "Plano de Acção para a Eficiência Energética (2007-2012)";"Roteiro das Energias Renováveis"; "Quotas de energias renováveis na UE e propostas de acção concreta"; "Duas vezes até 2020", são todas directivas e publicações Europeias que têm como denominador comum o objectivo de garantir um desenvolvimento sustentado. O aumento da eficiência energética, diminuição do consumo e aumento da quota relativa à produção de renováveis são os objectivos (Figura 1.3) [4-9].
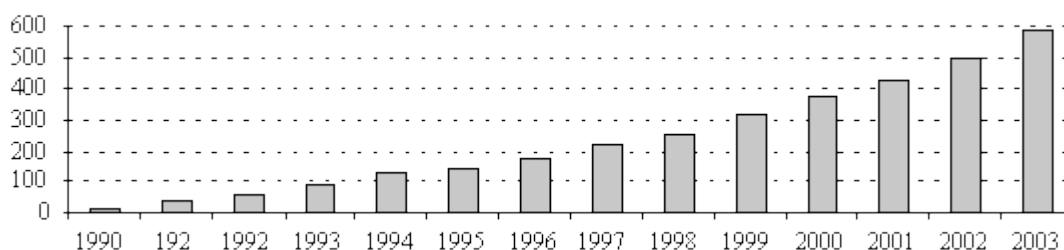
Figura 1.3 - Número de actos legislativos da UE em prol da protecção do ambiente [10].

Como tem vindo a ser regra, a UE assume a liderança no que diz respeito ao combate das alterações climáticas, culminando na criação do ETS (*Emissions trading system*). Criado com o objectivo de cumprir metas estabelecidas no Protocolo de Quioto e pós-Quioto este sistema, em ambiente de mercado, funciona à base de um sistema *cap-and-trade*, ou sistema de créditos, em que são dadas *allowances* ou cotas às instalações emissoras. Essas cotas são estabelecidas de acordo com os objectivos de redução de emissões criando assim, um preço para o carbono [11].

Portugal tem acompanhado esta tendência Europeia lançando, em 2008, o Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética (PNAEE), com o objectivo principal de impulsionar ainda mais a disseminação das renováveis (31% de renováveis na energia final em 2020) e a eficiência energética (10% de poupança em 2015).

Torna-se então expectável que se assista a uma mudança de paradigma no *mix* de produção que até agora se tem verificado, com uma progressiva "descarbonização" do sistema electroprodutor e uma crescente aposta nas chamadas energias renováveis.

Tradicionalmente o planeamento do sistema eléctrico relaciona-se, principalmente, com a expansão do sistema produtor. Tal deve-se, essencialmente, ao facto de representar a maior parcela de custos quando comparada com os da rede de transporte e distribuição. Deverá contemplar cenários para tendências do consumo no longo prazo, avaliação da

evolução das formas de produção de energia que mais se adequam, tendo em conta uma perspectiva técnica e económica, modelizando incertezas como o preço de combustíveis[12].

Essa modelização de incerteza que o planeamento deve ser capaz de acompanhar, assume uma particular importância a fim de prever as futuras mudanças que as novas políticas trarão.

Com a desregulamentação do sector eléctrico, passando de um sistema em que as empresas se apresentavam com uma estrutura verticalmente integrada, isto é, apresentavam-se em toda a cadeia de valor até ao consumidor final, para um sistema de mercado da electricidade onde existe liberdade de contratação de energia, estando os sectores de produção, transporte, distribuição e comercialização separados, o planeamento apresenta uma dimensão diferente. Na perspectiva de um investidor privado, este apenas financiará um projecto se for rentável ao longo de todo o seu período de vida. Mais especificamente, o lucro desta deverá ser maior que o custo de operação e custo de investimento desta [13]. Caberá ao Estado, através de concurso público, promover as condições para que o abastecimento seja garantido.

Assim, a previsão do preço da electricidade a longo prazo assume uma grande importância. A realização desta dissertação surge no âmbito da procura de um retrato da evolução futura para o sistema eléctrico: através de cenários de evolução do consumo de electricidade e de potência instalada, combustíveis e CO_2 e a influência que terão no despacho futuro. Permitindo, por fim, a chegada a cenários de previsão de cenários de preços da electricidade: custos de produção e preço de mercado eléctrico.

1.2 - Motivação

Encontramo-nos no meio de uma transição do sistema eléctrico de energia. Novos objectivos são traçados com o objectivo de diminuir consumos energéticos, diminuir emissões de GEE e diminuição de dependência de combustíveis fósseis, aumentando assim a produção relativa a fontes renováveis. A desregulamentação do sector, segurança de abastecimento e desafios ambientais, todas influenciam a política energética.

Torna-se importante conhecer o modo como essas políticas influenciarão o sistema. O consumo, que até aqui mantinha uma tendência de subida, começa em 2009 a mostrar mostras de redução, sendo expectável a sua redução de acordo com medidas que visam esse mesmo objectivo (PNAEE). O Plano Nacional de Barragens deu um novo impulso ao aproveitamento hídrico, estabelecendo metas ambiciosas nos anos vindouros quanto ao aumento da potência instalada hídrica, assim como outras metas de incremento de potência (estabelecidas pelo Governo Português) noutras formas de energia renováveis [14]. Tudo isto influenciará os custos do sistema produtor que, por sua vez, influenciará o preço final de mercado.

Em suma, torna-se vital aferir como reagirá o sistema a estas mudanças que se advinham, tentando prever, recorrendo a cenários admissíveis de futuras evoluções das várias variáveis do sistema, qual será o preço da electricidade.

1.3 - Objectivos

Na realização desta dissertação, estabelece-se como objectivo principal a previsão do preço da electricidade em Portugal.

Tal engloba:

- Previsão de custos nivelados do sistema produtor;
- Previsão da evolução do preço do mercado eléctrico;

Para tal, fixam-se os seguintes objectivos intermédios:

- Obter tendências, através de cenários, para a possível evolução do consumo em Portugal;
- Obtenção de cenários de evolução do parque produtor de energia;
- Estabelecer um custo de produção para cada forma de energia;
- Alcançar um cenário relativo ao despacho eléctrico no futuro;
- Tentar estabelecer uma relação entre custo do sistema e preço de mercado;

1.4 - Estrutura da Dissertação

A dissertação, com os objectivos atrás descritos, encontra-se estruturada em 6 capítulos.

No presente capítulo, o primeiro, é dada uma breve nota introdutória sobre o que será tratado ao longo desta. É mostrado o seu enquadramento geral e enumerados os objectivos a serem cumpridos com a sua realização.

No capítulo 2 é abordado o estado da arte. Neste capítulo é dada uma breve abordagem ao presente do sistema eléctrico Português, sua composição, caracterização e modo organizacional. São também enunciados alguns modelos de previsão a longo prazo já existentes e, finalmente, uma caracterização das técnicas de previsão utilizadas.

O terceiro capítulo refere-se à metodologia utilizada. Descreve-se a abordagem ao problema e o modo como as várias variáveis existentes no sistema se agregam para a constituição de um modelo final que permita atingir os objectivos propostos para este trabalho de dissertação.

O capítulo 4 descreve-se a aplicação da metodologia proposta no capítulo anterior. É aplicada a estrutura descrita anteriormente para cada uma das variáveis intervenientes, incluindo a obtenção de previsão para a evolução do preço da electricidade nas suas componentes: custos de produção e preço de mercado.

Por fim, o capítulo 5 apresenta as conclusões mais relevantes que foram obtidas com a realização deste trabalho de dissertação e trabalhos futuros.

Capítulo 2

Estado da Arte

2.1 - Introdução

No presente capítulo estabelece-se o retrato dos dados estatísticos mais relevantes que compõem o Sistema Eléctrico Português. Descreve-se o sistema produtor que o constitui, assim como a importância dos vários modos de produção que dele fazem parte, assumem na produção de energia total no país. Refere-se também à organização a que este está sujeito com uma breve menção ao ambiente de mercado em que este está inserido.

De seguida, explicitam-se algumas das técnicas de previsão que são utilizadas no decurso do trabalho de dissertação.

Finalmente, no final do capítulo, são descritos alguns modelos descrevendo metodologias de abordagem diferentes relacionadas com o planeamento num horizonte temporal de longo-prazo para sistemas eléctricos.

2.2 - Caracterização do Sistema Eléctrico Português

2.2.1 - Breve retrato estatístico

Observando o passado, o presente e os novos desafios que se aguardam no futuro constatam-se ao longo da história diferentes tendências de evolução do parque electroprodutor português. Fruto dos diferentes contextos sociais, económicos e políticos existentes ao longo da história, observam-se distintas apostas na potência instalada em Portugal (Figura 2.1).
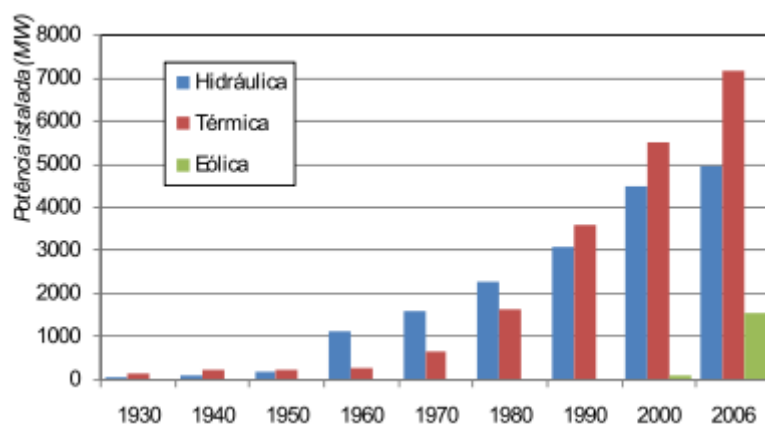
Figura 2.1 - Evolução da Potência instalada em Portugal por diferentes tipos de produção [14].

No início da electrificação centralizada, por volta dos anos 30, apostou-se essencialmente na hídrica com a construção de centrais hídricas de albufeira e fio-de-água. Nas décadas seguintes esse investimento prosseguiu, triplicando a potência existente. Em 1960, a energia produzida a partir da hidraulicidade representava cerca de 95% da total consumida, totalizando o equivalente a 80% da potência total instalada [14]. De realçar também, o facto de nos anos contíguos até à década de 90, prevalecer uma contínua aposta no aumento de potência instalada na Hídrica sendo que a partir daí, e em seu detrimento, houve uma modificação de estratégia para outro tipo de produção.

A partir do período compreendido entre 1980-1990 até 2000, houve uma mudança na política energética. Deu-se um aumento por parte da Térmica Convencional, sendo centrado o investimento em centrais produtoras de energia a partir de Fuel-óleo e carvão.

Paralelamente ao aparecimento de um novo pensamento onde começou a prevalecer um pensamento ecológico e o conceito de necessidade de desenvolvimento sustentável, houve uma mudança estratégica no sentido das denominadas energias renováveis, com particular relevância assumida pela eólica e pela térmica em regime especial (cogeração; biomassa). Também neste contexto houve incremento de térmica convencional, mas com centrais CCGT (*Combined Cycle Gas Turbine*): mais amigas do ambiente, com maiores rendimentos e com um combustível diferente do Fuel, do qual os preços *record* em 2008 e sua evolução sempre crescente, tornaram este tipo de tecnologia pouco apetecível.

Tabela 2.1 - Potência instalada (MW) em Portugal referente ao ano 2008 [1].

Potência Instalada (MW)	2008
Centrais Hidroeléctricas	**4578**
Centrais Termoeléctricas	**5820**
Carvão	1776
Fuel	1476
Fuel/Gás natural	236
Gasóleo	165
Gás natural	2166
Potência Instalada PRE	**4518**
Produtores Térmicos	1463
Produtores Hidráulicos	379
Produtores Eólicos	2624
Produtores Fotovoltaicos	50
TOTAL	**14916**

Através de uma breve análise da Tabela 2.1, verificamos que existe em Portugal uma potência instalada que totaliza os 15 GW. Cerca de 6 GW (40 %) dos quais repartidos pela térmica convencional: Carvão; Fuel; Gás natural.

As centrais hidroeléctricas, onde estão englobadas centrais a fio-de-água e centrais de albufeira, correspondem a 30%. Finalmente, relativamente aos Produtores em Regime Especial, destacam-se os da eólica que já contribui com uma parcela de 18% da potência instalada no país.

Relativamente à repartição da produção de modo a satisfazer o consumo existem diferenças de utilização relativamente às fracções de potência instalada.
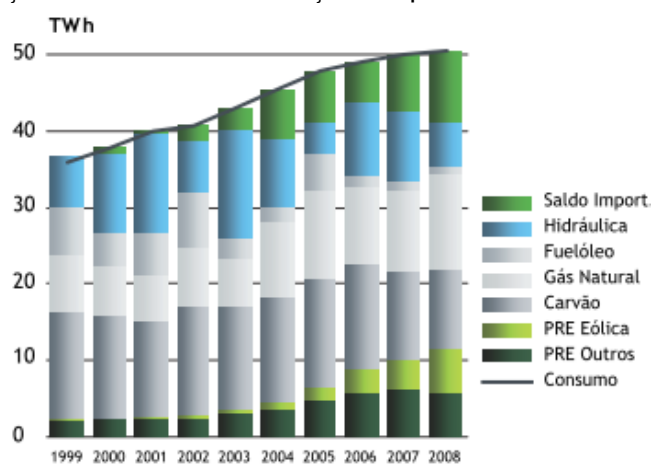
Figura 2.2 - Satisfação do consumo ao longo dos anos por tipo de produção e Saldo importador (TWh)[15].

A percentagem de Fuel assume uma expressão reduzida influenciada pelos altos custos de operação provocados, quase na totalidade, pelos preços elevados deste combustível utilizado para a produção eléctrica. A produção através de Hídrica depende da pluviosidade do ano em causa pelo que a utilização oscila de ano para ano, dependendo da gestão de água que é executada. Tal explica a discrepância existente entre anos consecutivos na Figura 2.2. Por outro lado, a diferença do Saldo Importador deve-se ao ambiente de mercado eléctrico liberalizado, onde Portugal se encontra inserido com Espanha (2.2.2).

Realça-se por fim a importância da PRE na satisfação do consumo, já responsável por 23 %. Quanto ao consumo, em 2008 cifrou-se ligeiramente acima dos 50 TWh.

2.2.2 - Organização do Sector Eléctrico Nacional e o Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL)

A organização do sistema eléctrico nacional sofreu uma profunda transformação nos últimos anos. Desde o sistema de concessão a uma única empresa - *Electricidade de Portugal*, que até 1993 detinha o monopólio vertical englobando a concessão da produção, transporte, distribuição e comercialização. Só em 1995 é que a EDP começou a sofrer concorrência no sector da produção por parte da *Turbogás* e *Tejo Energia*.

Em 1996, transpondo uma directiva europeia (Directiva 96/92/CE) que visava estruturar o sector eléctrico num serviço público explorado segundo as leis de mercado, a EDP foi transformada numa empresa *holding* detendo diversas empresas participadas que englobavam a áreas de produção, transporte e distribuição. Foi assim separada toda a cadeia de valor. Paralelamente, foi criada a ERSE (Entidade Reguladora do Sector Eléctrico) com funções de regulação e sancionatórias.

Essas mudanças estruturais no cerne da empresa deram origem à sua privatização com o estado a adquirir 70% da REN (Rede Eléctrica Nacional), concessionária da rede de transporte eléctrica [16].

Todas estas progressivas transformações deram origem a passos progressivos para a liberalização do mercado com o culminar, em 2007, da entrada em funcionamento do *pool* comum com o MIBEL (Mercado Ibérico da Electricidade).

No ano de 2006, foi aprovado o *Decreto-lei 29/2006,* que faz a transposição de uma directiva Europeia que define um novo modo de organização para o SEN (Serviço Eléctrico Nacional) - Figura 2.3, decretando o regime de actividades e funcionamento.
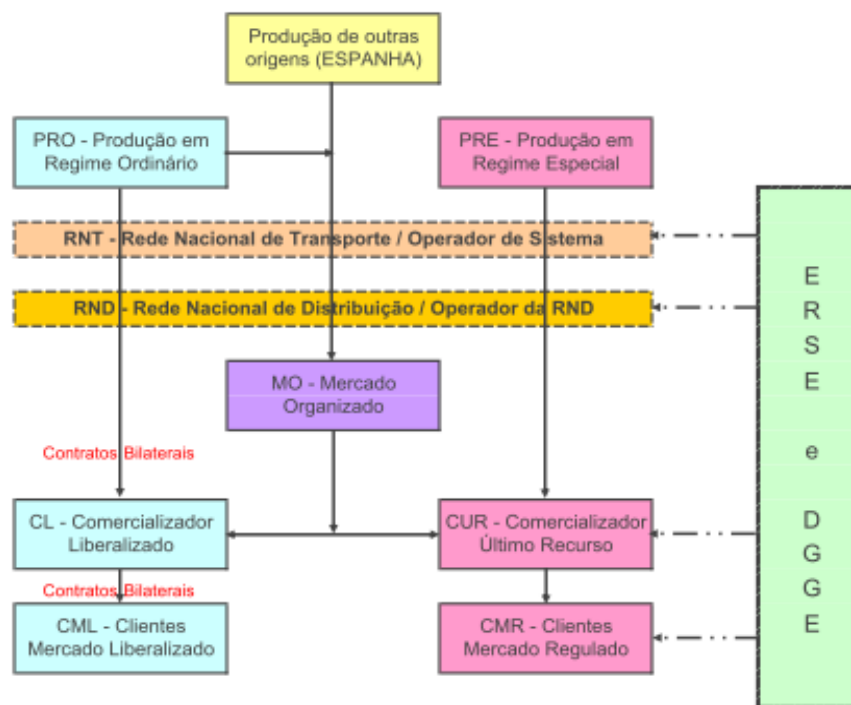
Figura 2.3 - Organização do SEN simplificada [17].

O SEN integra as actividades de produção, transporte, distribuição, comercialização, operação de mercados e operação logística de mudança de comercializador de electricidade.

A produção de electricidade divide-se em:

- Produção em regime ordinário, não estando sujeita a regimes especiais. É seu requisito a obtenção de licenças para utilização, podendo vender a electricidade produzida através da celebração de contratos bilaterais com clientes finais e com comercializadores de electricidade, assim como na participação nos mercados organizados;
- Produção em regime especial é caracterizada por gozar do direito de vender a electricidade que produz ao comercializador de último recurso. Esta é vendida segundo uma tarifa especial de acordo com legislação específica.

A responsabilidade da gestão técnica global do sistema (operador de sistema) é feita pela concessionária da rede de transporte, a REN. Por outro lado, as actividades de transporte, distribuição, comercialização de último recurso de electricidade e de gestão de mercados organizados estão sujeitas a regulação por parte da ERSE.

A actividade de comercialização de electricidade é livre, ficando sujeita apenas a atribuição de licença. Os comercializadores podem livremente vender e comprar electricidade, assim como os consumidores podem escolher no mercado livremente o seu comercializador.

2.2.2.1 - O MIBEL

Tem-se assistido a uma propagação da implementação de mercados de electricidade em todo o mundo com o decorrer dos anos. Tal deveu-se à procura de um aumento da competitividade acabando com economias de escala, de proporcionar uma maior dinâmica da economia atraindo mais investidores do fomento da eficiência de funcionamento do sistema. Seguindo esta tendência, foi criado em 2001 um Memorando que estabelecia a entrada em funcionamento do Mercado Ibérico da Electricidade.

Mais tarde, estabeleceu-se o Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha relativo à constituição de um Mercado Ibérico da Energia Eléctrica datado de 1 de Outubro de 2004 em que se procede à criação de um Operador de Mercado Ibérico (OMI) divido em dois pólos: o Português, OMIP, ficará com a função de entidade gestora responsável pelo mercado a prazo e o OMIE, Espanhol, como entidade responsável gestora pelo mercado diário.

Por outro lado, a operação do sistema fica a cargo da REN e da Rede eléctrica Espanha (REE), responsável pela gestão do sistema, segurança de abastecimento e gestão de serviços de ajuste do sistema.

A contratação de energia poderá processar-se de diferentes maneiras: através de contratos bilaterais e mercados geridos pelo operador de mercado ibérico. Estes são o mercado diário (*pool*) e mercados físicos a prazo.

2.3 - Técnicas de Previsão a longo prazo

Nas previsões de curto prazo com horizontes temporais de horas ou dias, os métodos para previsão usados são essencialmente baseados nos dados históricos, relações existentes entre variáveis para, no final, ser escolhido o modelo que melhor se adequa.

Nas previsões a longo prazo e a muito longo prazo, que no sistema eléctrico devem-se essencialmente a situações em que se pretende apoiar o planeamento da expansão da rede eléctrica [18] e suporte à definição de políticas energéticas, têm de se contar com dados qualitativos e previsões de evolução de tecnologias, onde o histórico de dados é inexistente ou irrelevante por ser uma previsão com um horizonte temporal muito grande. Este tipo de previsão é também apelidado de *technological forecasting*.

2.3.1 - Análise de Cenários

A inclusão de cenários assume-se como uma tentativa de modelização de possíveis tendências futuras. Por vezes esta não é vista como um método de previsão. No entanto, constitui-se como um método preponderante sobretudo em previsões de longo prazo. Método que deverá ser incluído em planeamentos estratégicos[19].

O propósito do uso desta ferramenta em previsão prende-se, essencialmente, com a possibilidade de explorar futuros alternativos antecipando a influência de eventos que possam surgir.

Cenários alternativos são constituídos com base em suposições objectivamente fundamentadas recorrendo ao histórico de evolução, a possíveis alterações que ocorram devido ao aparecimento de nova tecnologia, a mudanças de hábito ou mudanças de políticas.
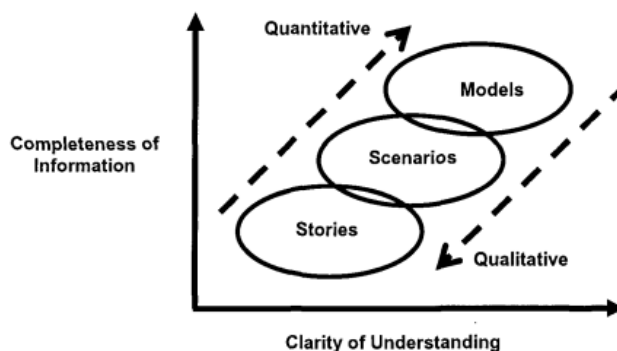
Figura 2.4 - Encadeamento entre cenários e modelos explicando o crescendo de informação[20].

As possíveis alterações nas tendências que servem de base à construção dos cenários podem invalidar qualquer previsão que foi feita exclusivamente com base na contínua extrapolação do progresso histórico da variável em causa, não ponderando um futuro que teria sido considerado implausível se apenas se sujeitasse a esse tipo de análise.

Finalmente, poder-se-á proceder à construção de modelos de modo a quantificar os cenários considerados, sendo o conhecimento acerca do futuro assim melhor modelizado permitindo um melhor conhecimento do futuro no longo prazo [20].

Não existindo um modo estandardizado pelo qual se rege a elaboração de cenários, existem alguns passos importantes que devem ser considerados [19]:

- Identificar o propósito do cenário;
- Identificar o sistema alvo da modelização (*ex*: tendências que até agora seguiu e se continuará a segui-las no futuro; Relações existentes entre outras variáveis.);
- Determinar possíveis mudanças em tecnologias, economias, políticas e comportamentos sociais;
- Explorar diferentes cenários;

A vantagem que advém do uso desta técnica relaciona-se, principalmente, com a ajuda que permite no que respeita ao tratamento da incerteza a longo prazo sendo que, em muitas ocasiões, não está disponível uma informação objectiva de forma a minimizá-la. A possibilidade de modelizar mudanças de políticas e tecnologias, considerando vários cenários, assume-se como um método de minimizar as incertezas.

2.3.2 - S-Curves - Curvas de saturação

Uma das técnicas muito populares em *technological forecasts* é o recurso a aproximação por funções de acordo com os dados históricos. Põe-se a questão de qual função será a mais apropriada. As mais populares são a linear, exponencial, *logistic* e de *Gompertz [21].* Estas duas últimas são as mais comuns devido às suas características de se adaptarem melhor a este tipo de previsão (longo prazo) por razões que irão ser explicitadas de seguida.

A utilização das chamadas *S-curves* é comum em modelos económicos, assim como noutros campos da previsão.

As suas características permitem que, normalmente, se relacione com o ciclo de vida das tecnologias (a expressão "tecnologias" é aqui usada num sentido abrangente, visto que pode-se referir, por exemplo, a um crescimento do consumo). As fases diferentes que constituem o ciclo de vida são quatro [19]:

1. Baixo crescimento inicial durante a fase embrionária;
2. Rápido crescimento;
3. Decréscimo da taxa de crescimento durante a fase de maturação;
4. Saturação no final.
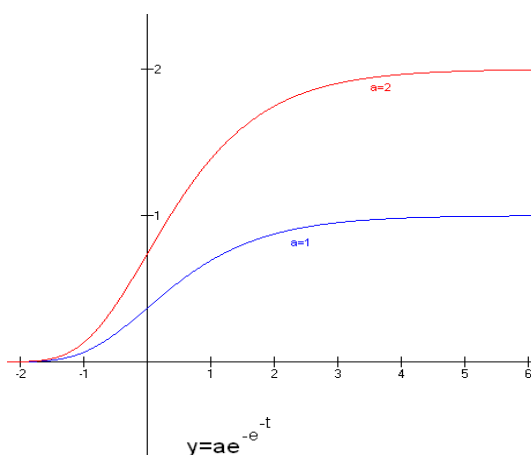
Figura 2.5 - Curva de Gompertz *(S-curve)*

Uma das mais comuns curvas deste tipo, a *curva de Gompertz*, apresenta a equação seguinte (2.1).

$$Y_t = Le^{-ae^{-bt}} \tag{2.1}$$

Onde:

- L é o limite superior de Y_t;
- e, o número de Neper;
- a e b, coeficientes que descrevem a curva.

Esta curva, não simétrica, varia de zero a L ao longo de uma variação do tempo entre -∞ e +∞. O parâmetro a define a localização da curva enquanto que o b determina a sua forma.

Dado a sua não-linearidade, é comum recorrer a uma regressão linear de modo a se calcularem os seus parâmetros.

Modelizar este tipo de curvas de crescimento requer um conhecimento acerca do histórico de evolução e do seu desempenho expectável para o futuro, visto que terá de ser definida uma estimativa para o seu nível máximo (L) [19].

Em suma, as características inerentes às S-Curves fazem-nas ideais para a sua utilização em previsão, ajudando a modelizar o seu comportamento no futuro.

2.3.3 - Modelos de Regressão

Os modelos de Regressão são dos métodos estatísticos com maior frequência de utilização. Estes modelos podem ser utilizados na previsão futura através da relação entre uma variável dependente e uma variável independente (Regressão Univariável) ou ainda, através da relação de uma ou mais variáveis (Regressão Multivariável), utilizando o histórico das séries temporais.

Podem também ser usados com o intuito de medir o grau de associação (correlação) entre duas variáveis.

De seguida, apresenta-se um exemplo relativo a uma Regressão linear (2.2)
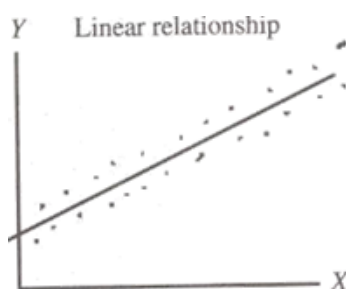
Figura 2.6 - Regressão Linear [22].

$$Y = a_1 + a_2X \tag{2.2}$$

A equação (2.2) permite a previsão da variável dependente Y através da relação entre os parâmetros a_1 e a_2 com a variável independente (X).

Existe também a possibilidade da obtenção de relações não-lineares. São comuns as utilizações de funções exponenciais, hiperbólicas e polinomiais (2.3) que melhor demonstram a relação entre variáveis.
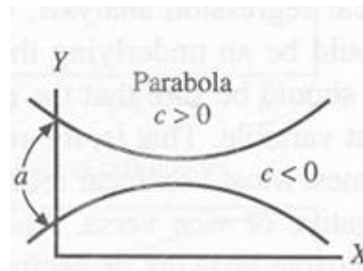
Figura 2.7 - Exemplo de Regressão não-linear [22].

$$Y = a + bX + cX^2 \tag{2.3}$$

Onde:

$\boldsymbol{Y}$ corresponde à variável dependente;

$\boldsymbol{X}$ corresponde à variável independente;

$\boldsymbol{a}, \boldsymbol{b}, \boldsymbol{c}$ correspondem aos parâmetros de regressão.

De modo a serem calculados os parâmetros de regressão não-lineares é usual a utilização de métodos numéricos como, por exemplo, o Método dos Minímos-Quadrados. Este método assenta na premissa que a soma do erro é a distância vertical da soma entre os vários valores de *Y* real e *Y'* previsto. Através da minimização do quadrado da sua soma, torna-se possível a obtenção dos parâmetros da regressão.

As vantagens destes modelos prendem-se essencialmente com a possibilidade de relacionar uma única variável dependente com uma ou mais variáveis independentes. A possibilidade de estabelecer relações causais entre variáveis permite não só prever, mas também explicar a variável dependente.

Por outro lado, uma grande desvantagem que este tipo de modelo apresenta, relaciona-se com a necessidade de serem conhecidos os valores futuros da variável independente de modo a ser possível proceder-se a uma previsão futura para a variável dependente [19].

2.4 - Estado da arte de Modelos utilizados em sistemas de energia

Existem modelos aplicados em sistemas de energia que permitem previsão e análise quanto ao seu comportamento no longo prazo. Estes são úteis na medida em que permitem o acesso a informações acerca do comportamento futuro, englobando: a procura por parte do consumo, os impactos que terão na economia e no ambiente, assim como impactos a que políticas e escolhas tecnológicas dão origem [23]

Os propósitos gerais que acompanham o uso destes modelos prendem-se com a possibilidade de explorar o futuro, recorrendo à análise de diferentes cenários. Geralmente são feitas previsões acerca de comportamento económico, recursos que são necessários, progresso tecnológico e crescimento do consumo.

Existem aplicações mais específicas em que os modelos se focalizam como [24]:

- **Modelos de previsão do consumo de energia:** Focados essencialmente nas funções de mudanças na população, preços da energia e toda a economia [25-27].
- **Modelos de previsão da oferta (produção):** preocupados com aspectos técnicos dos sistemas de energia, com possível inclusão de aspectos financeiros como o custo.
- **Modelos de previsão de impacto**: modelização de impactos causados por certas mudanças políticas, podendo também incluir mudanças na situação económica e social. Avaliam as consequências de certas opções.
- **Modelos de avaliação:** comparam diversas opções que avaliam as consequências ou impactos de cada opção, escolhendo a que melhor se adequa consoante um ou mais critérios (ex: custo).

Apesar de existirem modelos que apenas se focam num dos aspectos em cima citados, existem modelos que combinam todos estes propósitos. Modelos que integram a procura e oferta de energia, assim como avaliação de impactos e escolha de melhor cenário através de indicação do custo. Muitos deles com aplicação somente na electricidade [28].

2.4.1 - Modelos do tipo bottom-up e top-down

Dois tipos de modelos fundamentais com aplicação em energia dão pelo nome de *top-down* e *bottom-up*. Os apelidados de *bottom-up* são assentes em princípios da engenharia e descrevem técnicas, *performances* e os custos directos de todas as opções tecnológicas. Estes assentam exclusivamente no sector da energia e usam dados desagregados de modo a descrever em detalhe usos de diferentes opções tecnológicas. A principal diferença relativamente aos *top-down* relaciona-se com o ignorar restrições de mercado como custos de implementação, relações e indicadores macro-económicos [23].

Os *top-down*, também chamados de modelos com uma abordagem económica, caracterizam-se por ter como base os processos de mercado e não os processos que envolvem a evolução tecnológica[29]. Usam dados agregados de forma a examinar interacções entre o sector energético e outros sectores da economia, assim como a performance no geral de toda a economia.

Tabela 2.2 - Resumo de diferenças entre algumas das características chave relativamente a ambos os modelos[24].

Modelos top-down	Modelos Bottom-up
Abordagem económica	Abordagem através da engenharia
Não consegue explicitamente representar mudanças de tecnologias	Permite detalhe na descrição das tecnologias
Reflecte tecnologias que estão disponíveis no mercado	Reflecte potencial tecnológico
Usa dados económicos agregados para previsão: PIB, emprego, importações, etc.	Usa dados desagregados: combustíveis, tecnologias e políticas
Baseados no comportamento de mercado. Assume	Independente do comportamento de mercado

equilíbrio competitivo no comportamento entre consumidores e produtores.	
Determina o consumo energético através de índices económicos (PIB; elasticidades de preços) mas varia no tratamento da oferta de produção	Representa as tecnologias disponíveis para a produção em detalhe usando dados desagregados mas varia no tratamento do consumo energético
Assume que não há descontinuidades nas tendências do histórico	Assume interacções entre o sector energético e outros sectores

Em geral, a utilização de modelos com características *top-down* dá-se no caso das relações entre as variáveis chave continuarem constantes ao longo do tempo da previsão. Assumem que não há descontinuidade. Por outro lado, os *bottom-up* são bons quando não há suficiente *feedback* entre o histórico de evolução num determinado sector e o seu futuro desenvolvimento. Permitem um maior detalhe do sistema de energia e informações acerca de desenvolvimentos tecnológicos, permitindo avaliar mais abrangentemente um leque variado de opções.

2.4.2 - Metodologias

De modo a proceder-se ao desenvolvimento dos modelos descritos, poderão ser usadas diversas metodologias. Estas são descritas em [24]:

- **Modelos econométricos:** Aplicação de métodos estatísticos que permitem extrapolar o comportamento passado do mercado para o futuro. Frequentemente são usadas de modo a analisar interacções entre variáveis de energia e económicas. A principal desvantagem deste tipo de metodologias é o facto de não ser capaz de captar mudanças estruturais[25-27];
- **Modelos Macro-Económicos:** Este tipo de metodologia engloba toda a economia de uma sociedade e apoia-se na interacção entre sectores. Frequentemente não considera particularmente o sector da energia mas considera a economia como um todo, sendo este um subsector. A par dos modelos econométricos, tem também a desvantagem de não conseguir modelizar mudanças tecnológicas. Em [30-31] dão-se exemplos de alternativas para se proceder a uma ligação entre dois modelos separadamente: um modelo Macro-económico e modelos de energia que consideram a evolução do fornecimento de energia;
- **Modelos de equilíbrio:** Enquanto as metodologias anteriores são mais interessantes no curto-médio-prazo, este tipo de método é mais adequado para horizontes temporais mais longos. Partem dos pressupostos das teorias de equilíbrio perfeito no mercado;
- **Modelos de optimização: :** este tipo de método é usado de maneira a optimizar o investimento. Isto é, o resultado representa a melhor solução para as variáveis dadas, sujeitas a restrições consoante o problema. Pode ser utilizado no planeamento energético para o futuro através da análise futura do sistema eléctrico[32];

- **Modelos de simulação: :** são referidos como modelos que reproduzem uma versão simplificada da operação do sistema. Simula o comportamento dos consumidores e dos produtores sob diferentes aspectos. São bastante úteis na análise de cenários;
- **Modelos Multi-critério:** este tipo de metodologia permite incluir diversos critérios para além do económico. Permite uma análise tanto qualitativa como quantitativa na presença de múltiplos objectivos. Existem vários métodos baseados neste tipo de abordagem que estabelecem a decisão com base em prioridades, *rankings* e ainda, outros que misturam estas abordagens. Podem ser classificados como determinísticos, *estocásticos* ou *fuzzy-sets*. Estes modelos são muitas vezes aplicados em modelos de planeamento de energia para poder avaliar a inclusão de diferentes estratégias na produção [33-34].

Em [35] são enunciados alguns exemplos de aplicações relacionados com a utilização das metodologias descritas anteriormente.

2.4.3 - Exemplo de alguns modelos existentes para o planeamento de energia

2.4.3.1 - MARKAL – "Market Allocation Program":

MARKAL é um modelo de energia orientado para o planeamento do sistema no longo prazo, desenvolvido pela Agência Internacional de Energia. Promove uma análise a longo prazo tendo em vista uma metodologia de optimização com o menor custo. Providencia elevado detalhe acerca da produção e consumo de energia, podendo-se obter um maior conhecimento acerca da interligação entre a economia e a utilização da energia, utilizando a versão Markal-Macro, que o liga a um modelo macro-económico.

O uso deste modelo permite:

- Identificar opções que minimizem custos e estratégias de investimento;
- Avaliar novas tecnologias;
- Avaliar efeitos de novas políticas e regulamentações;
- Análise de diferentes cenários no longo-prazo;
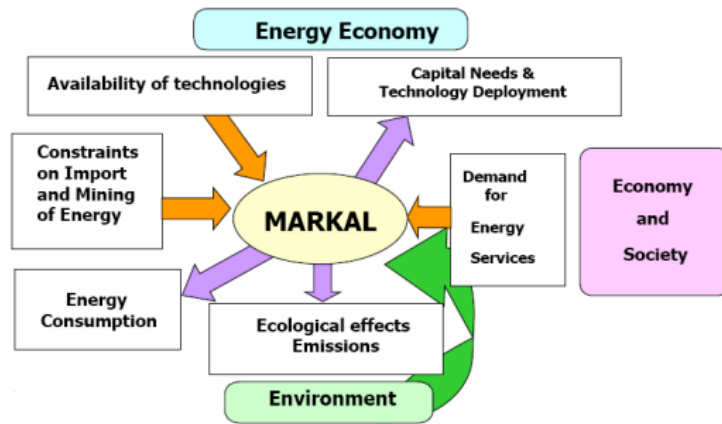
Figura 2.8 - Diagrama que explicita o funcionamento do modelo *Markal[32]*.

Este modelo interliga o consumo e a produção de energia. Inclui variáveis desde a energia primária (extracção de minério, petróleo) até à conversão em electricidade e utilização final.

A rotina de optimização apresenta a solução que selecciona, conforme o menor custo, a produção de cada fonte, sujeita às restrições do problema [36].

2.4.3.2 - Primes

Desenvolvido num contexto de programas de investigação da Comissão Europeia, este modelo híbrido foi feito com o intuito de servir de instrumento de análise para políticas energéticas que incluem relações entre políticas e evolução de tecnologias.

É caracterizado como um modelo híbrido pois combina orientações de modelos *bottom-up* com representações de mercado típicas de modelos orientados com base económica.
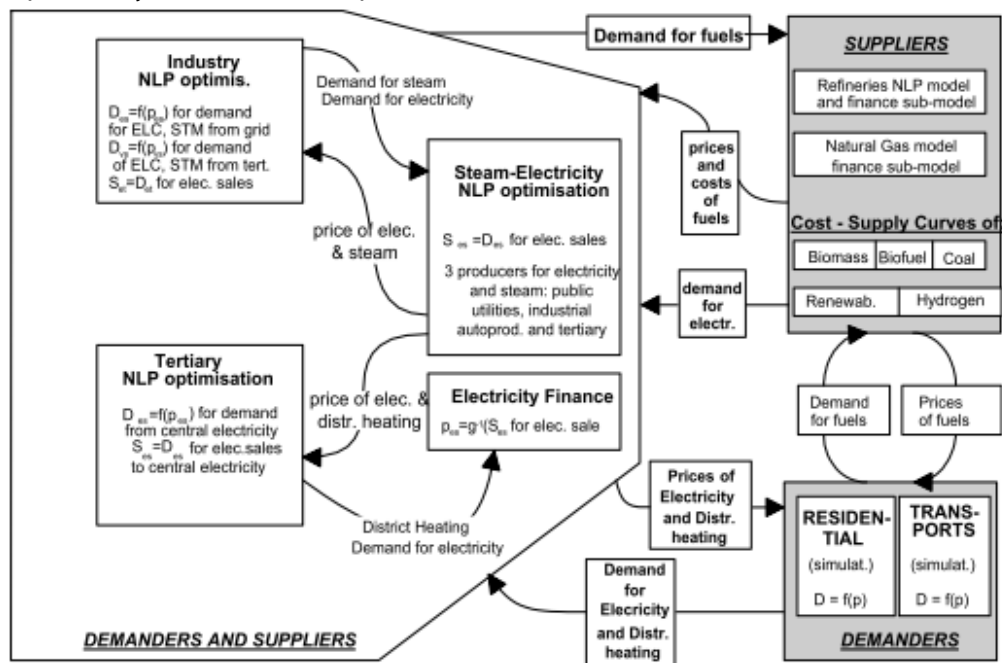
Figura 2.9 - Estrutura modular do modelo *PRIMES[37]*.

O modelo modular simula um equilíbrio de mercado entre o consumo energético e a produção. Analisa factores que determinam a procura e a oferta de cada combustível e, através de um processo iterativo, o modelo determina o equilíbrio económico de combustível para o mercado.

A versão mais corrente deste modelo inclui uma representação extensiva das tecnologias incorporadas na geração e informação acerca de futuras tecnologias como o *Carbon Capture and Storage (CCS)*. Os custos de transporte e armazenamento do carbono são modelados através de custos com funções não lineares por cada país, permitindo uma análise de implementação de políticas e cenários desta tecnologia, seguindo um método de equilíbrio de mercado [38].

Em suma, trata-se de um modelo que foi elaborado para utilização num horizonte temporal a longo-prazo, útil na elaboração de cenários e análise do impacto de políticas energéticas [37].

2.4.3.3 - LEAP – "Long-Range Energy Alternatives Planning System

Trata-se de um modelo híbrido, *demand driven*, que combina abordagem *top-down* através de modelos econométricos ou macro-económicos na procura (consumo) e, do lado da produção, utiliza uma abordagem *bottom-up* com utilização de simulação.

Em [39], são enunciados os módulos em que este se divide: Cenários energéticos; Agregação; Base de dados Ambiental e Cadeia de Combustível (Figura 2.10).
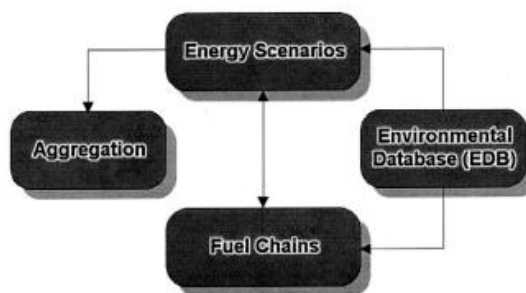
Figura 2.10 - Estrutura modular do LEAP.

Assume-se como um modelo útil no âmbito do planeamento a longo prazo possibilitando a criação de balanços energéticos, projecção de cenários de procura e de oferta e a avaliação de políticas alternativas. Pode ser usado tanto para efeitos de fontes de emissão de GEE emitidos pelo sector energético, como para o sector de matérias-primas não energéticas.

2.4.4 - Síntese

A aplicação de modelos tornou-se ferramenta fundamental para o planeamento no longo prazo do sistema energético. O seu uso permite desenvolver previsões futuras, análises de

possíveis impactos, analisar perspectivas de consumo e de geração, assim como identificar possíveis cenários que facilitem as decisões de intervenção.

Como declarado em [23], os modelos energéticos não são a única ferramenta usada pelos responsáveis pela legislação, mas são cada vez mais importantes na ajuda de apoio à decisão.

Capítulo 3

Metodologia

Introdução

No presente capítulo é abordada a metodologia seguida, juntamente com a explicação para o desenvolvimento do modelo.

É feita uma breve análise do problema e são estabelecidas considerações entre as relações das diversas variáveis existentes no sistema eléctrico. Seguidamente, é feita uma análise detalhada para cada um dos passos seguido e considerações feitas ao longo do modelo.

3.1 - Abordagem inicial ao Modelo utilizado

O presente trabalho de dissertação tem como objectivo conjecturar a evolução futura dos preços de electricidade. Estes são abordados em três perspectivas diferentes: custos de produção, preços de mercado e preços de electricidade regulados.

Os custos de produção estão relacionados com a diferença, nas diversas componentes de custo, entre cada tecnologia usada para a produção de energia. Têm inerentes características específicas como o tempo de vida, custos de investimento, operação & manutenção, constituindo os custos fixos. Existem também custos variáveis, relacionados com os combustíveis utilizados e com a quantidade de energia produzida.

Os preços de mercado dependem essencialmente dos custos marginais das centrais produtoras.

Por fim, os preços de electricidade regulados estão sujeitos a regulamentação e devem exprimir os custos de produção totais. Nestes deverão estar englobados, por exemplo, os custos que a Produção em Regime Especial acarreta para o sistema produtor visto que, segundo a legislação em vigor, não entram em ambiente de mercado e são sujeitas a tarifas de renumeração especial (Decretos-Leis n.os 189/88, de 27 de Maio, e 312/2001). Poderá

haver relação entre os preços de mercado e os preços de electricidade regulados por questões que possam levar a perda de competitividade pelo mercado liberalizado.

Das três abordagens atrás descritas relativas aos preços da electricidade, aquela que se apresenta como a base são os custos de produção. Estes têm presentes os custos totais de cada tecnologia utilizada que, por sua vez, se relacionam como foi dito anteriormente. Os preços variáveis com o preço de mercado e os preços do regulado com fixos e variáveis.

Assim, a metodologia utilizada será partir dos custos de produção para, numa fase seguinte, relacioná-los com o preço de mercado de forma a obter a sua evolução. Pelo preço da electricidade regulado ser fortemente politizado, a sua previsão é difícil e subjectiva, pelo que não será prevista a sua evolução neste trabalho de dissertação.

Analisando a composição dos custos de produção, observa-se facilmente que estes dependem essencialmente das potências instaladas no parque produtor e pelo comportamento do despacho. Os custos fixos são reflectidos através das potências instaladas e o despacho, que reflecte a utilização das várias tecnologias, aos seus custos variáveis. Estes custos variáveis estão também dependentes da evolução ao longo do tempo dos combustíveis que utilizam. De salientar que algumas das tecnologias como as hídricas e algumas PRE não têm custos variáveis portanto, os custos destes para o sistema vão depender essencialmente do comportamento de despacho.

Por outro lado, os comportamentos de despacho dependem essencialmente da relação entre a potência instalada no sistema e os cenários de evolução da previsão do consumo. É seu objectivo garantir um equilíbrio, a todo o instante, relativo à satisfação do consumo por parte da energia gerada.
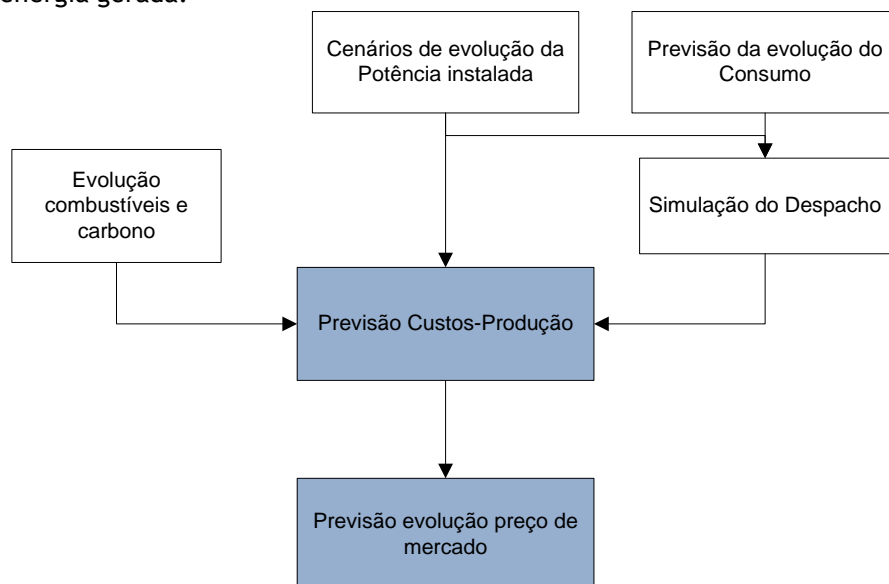
Figura 3.1 - Fluxograma demonstrativo do modelo utilizado.

Após a breve análise explicitada acerca do relacionamento entres as diversas variáveis intervenientes, o problema de previsão da evolução de preços de electricidade foi

subdividido em módulos que no final, separadamente, vão dar origem a essa previsão (Figura 3.1).

O modelo vai-se desenrolar pela previsão da evolução do Consumo e através de cenários para a evolução da Potência instalada. Estas vão ser utilizadas para definir a evolução do comportamento do despacho, através de uma simulação. Paralelamente é descrita uma possível evolução para os custos relacionados com os combustíveis e carbono. Estas variáveis enumeradas vão determinar os custos de produção e a sua evolução. Por fim, estes são relacionados com os preços de mercado da electricidade, permitindo obter a sua evolução.

3.2 - Considerações gerais

O modelo, como é definido no objectivo deste trabalho de dissertação, é implementado numa base anual com horizonte temporal de 20 anos. Ou seja, Até 2030. O historial utilizado é iniciado no ano de 1998 até 2008, onde são conhecidos os dados reais.

As tecnologias que constituem o parque produtor nacional foram divididas da seguinte forma:

Centrais produtoras convencionais constituídas por:

- Carvão, centrais produtoras de energia que utilizam como combustível o carvão;
- Gás, centrais produtoras de energia que utilizam como combustível o gás;
- Fuel, centrais produtoras de energia que utilizam como combustível o fuel;
- Hidroeléctricas, centrais produtoras de energia com potência instalada maior que 10 MW constituídas por fios-de-água e centrais de albufeira que utilizam o recurso hidríco.

Por outro lado, são definidas as produções em PRE caracterizadas pelo uso dos chamados recursos renováveis com legislação remuneratória específica (Decretos-Leis n.os 189/88, de 27 de Maio, e 312/2001):

- PRE Térmica, centrais produtoras de energia que utilizam como tecnologia a co-geração e geram energia utilizando combustíveis como a biomassa e resíduos sólidos urbanos;
- PRE Hídrica, centrais produtoras que utilizam para produção de energia o recurso hídrico com potências menores do que 10 MW instaladas. Classificadas como mini-hídricas;
- PRE FV, centrais produtoras que utilizam para produção de energia o recurso solar;
- PRE Eólica, centrais produtoras que utilizam para produção de energia o recurso eólico.

Esta divisão foi feita de modo a se inserirem nos dados [1, 40] disponíveis visto que o tratamento central a central se tornaria impraticável.

O histórico relativo à evolução do petróleo, gás e carvão, foi fornecido pela AEP (Associação Empresarial de Portugal).

3.3 - Previsão Custos de Produção

De forma a prever a evolução dos custos de produção, impõe-se uma breve explicação acerca da metodologia seguida para a sua obtenção (Figura 3.2).
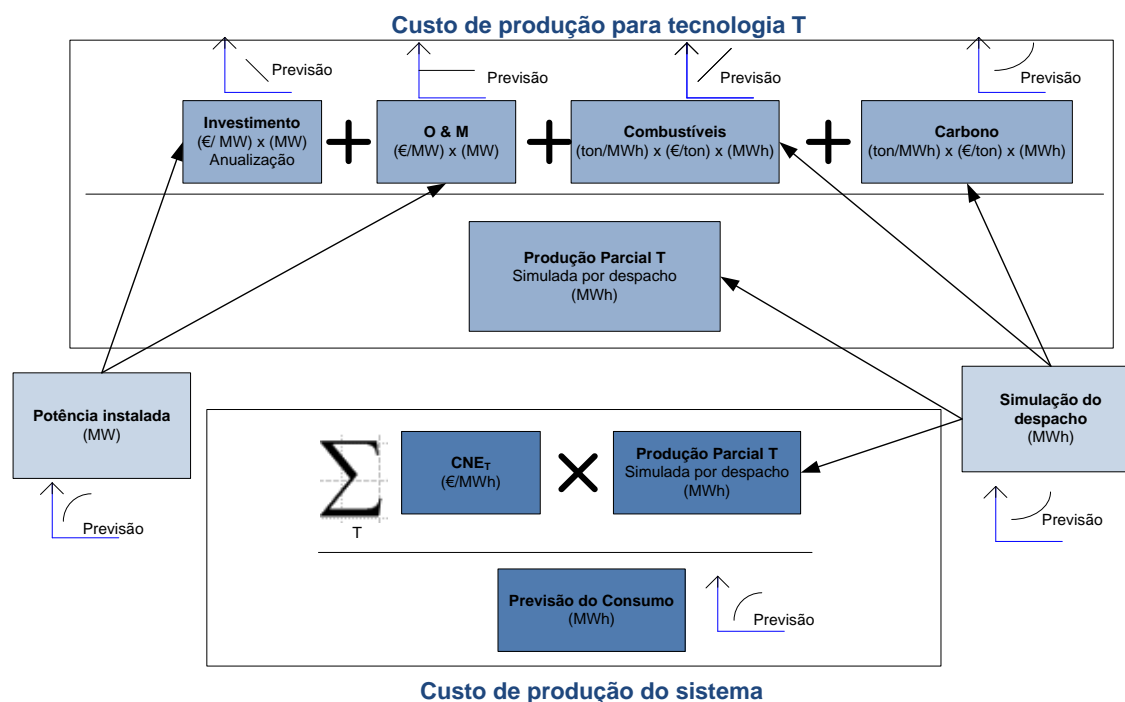
Figura 3.2 - Esquema representativo do método seguido para a obtenção dos custos de produção das várias tecnologias existentes e custo do sistema.

Os custos de produção para cada tecnologia dividem-se, essencialmente, em custos de investimento, de operação e manutenção, com combustíveis (carvão, gás, fuel) e, numa fase posterior, com carbono.

Os dois primeiros relacionam-se directamente com a potência instalada que, por sua vez, é prevista com base em cenários, num nível anual.

Relativamente aos custos com combustíveis, estes estão intimamente ligados ao consumo específico das centrais que, por sua vez, se encontra relacionado com a eficiência da tecnologia usada. Por outro lado, também evoluem conforme o progresso dos preços dos combustíveis, previstos numa base anual. Finalmente, dependem da energia produzida num ano por esse tipo de tecnologia. Esta energia produzida é obtida através de uma simulação do despacho para os diversos anos do horizonte temporal nesta previsão. A simulação é feita através de um ano base, o de 2008, sendo extrapolado o seu comportamento para o futuro.

No presente capítulo será melhor explicitada a metodologia implementada para a sua obtenção.

O modo como são tratados os custos referentes ao carbono processa-se de forma análoga aos dos combustíveis, tendo em conta a expectável mudança de preço no combustível no futuro.

Através do quociente destes custos pela energia produzida anualmente pela tecnologia em causa, é possível determinar o custo por unidade de energia produzida.

Finalmente, de forma a ser determinado o custo total do sistema por unidade de energia, é feito o somatório do produto entre o custo de produção para cada tecnologia existente no sistema eléctrico e a energia que esta produz sendo, por fim, feito o seu quociente sobre a previsão da evolução do consumo a ser satisfeito, com a sua metodologia a ser explicada mais à frente.

Seguidamente explicita-se pormenorizadamente a metodologia seguida para os diversos parâmetros que foram anteriormente enumerados.

3.3.1 - Cenários de evolução da Potência Instalada

Primeiramente, aborda-se a metodologia utilizada para a previsão da potência instalada. Neste módulo do modelo estão dependentes, o comportamento do despacho e o custo de produção.

A potência instalada vai influenciar directamente os custos de produção. Esta tem a si associados custos fixos inerentes ao funcionamento da central, assim como vai influenciar o comportamento de despacho que, como foi dito anteriormente, afectará essencialmente num incremento por parte da parcela relativa aos custos variáveis.

Existem tecnologias que acarretam mais custos que outras pelo que as evoluções nas potências instaladas do sistema são extremamente importantes de aferir.

Considerações e metodologia implementada

A previsão da evolução da potência instalada nos próximos 20 anos é um problema de *technological forecasting* (2.3). Torna-se importante avaliar o tipo de mudanças tecnológicas que poderão acontecer no futuro, assim como mudanças de políticas que terão influências directas nos desígnios escolhidos para a constituição do futuro parque produtor.

Para tal, são estabelecidos dois cenários que tentam modelizar o comportamento futuro da evolução da potência instalada. Estes dois cenários de previsão, para cada uma das tecnologias que compõem o parque, são baseados em políticas europeias e nacionais que podem mudar o rumo das tecnologias que hoje constituem o sistema electroprodutor, assim como na análise do histórico da potência instalada destas.

Estes dois cenários são definidos da seguinte forma:

- Cenário P1: O cenário P1 prende-se com uma consideração mais optimista acerca da evolução futura das potências instaladas por parte de fontes renováveis: hídrica e PRE;
- Cenário P2: Neste cenário, optar-se-á por uma visão mais pessimista acerca das potências instaladas por parte das fontes renováveis;

As térmicas também assumem um comportamento diferente, destacando-se a inclusão de uma central com captura de carbono a carvão no cenário P2, de forma a avaliar a sua consequência no sistema em termos de custos. Existem também diferenças quanto às potências instaladas que serão abordadas e fundamentadas no capítulo seguinte.

Para futuras referências ao longo deste trabalho de dissertação relacionadas com os cenários de potência instalada definidos, o cenário 1 será apelidado de “Cenário P1”, sendo o cenário 2 apelidado de maneira similar.

Em cada cenário e para cada tipo de produção, definem-se funções que se adaptem aos cenários definidos. Efectua-se uma interpolação a partir dos pontos discretos originários das metas e políticas que são usadas como base para a definição de cenários, de forma a ser feita uma parametrização das curvas.

Figura 3.3 - Fluxograma que demonstra o método usado para a previsão da Potência instalada.

Estas funções serão definidas no próximo capítulo, onde se aplica a metodologia atrás descrita.

Síntese

A metodologia efectuada para a previsão no longo prazo da potência instalada assenta em dois cenários distintos. Desta forma são consideradas diferentes alternativas visto que, em alguns dos casos, pode existir falta de informação objectiva. Assim, assume-se como uma modelização da incerteza.

Através da definição de metas, políticas e mudanças de tecnologias que possam haver para cada modo produtor, são definidos cenários. Estes são transpostos de forma a

constituírem um conjunto de dados pontuais discretos, através dos quais são definidas funções que melhor se adaptem a estes.

3.3.2 - Previsão da evolução do Consumo

O consumo define a quantidade de energia que o sistema produtor terá de satisfazer. O equilíbrio a que o sistema tem de estar sujeito implica que a produção terá de garantir a satisfação desse consumo. Tal implica que a potência instalada o tenha de acompanhar. Sendo menor a margem de potência instalada relativamente ao total de consumo a ser satisfeito, pode significar a entrada ao serviço de centrais que acarretam um custo maior para o sistema, significando um consequente aumento no preço da electricidade.

Considerações e metodologia implementada

A metodologia seguida para a previsão do consumo foi feita de um modo análogo à executada e já referida na previsão da potência instalada. Em suma, é feita uma análise relativa ao histórico disponível da sua evolução, avaliadas políticas, metas, estudos sobre evoluções de consumo e mudanças de tecnologias que possam mudar o seu comportamento até 2030.

Com base na análise levada a cabo são definidos 3 cenários reflectindo diferentes modos de comportamento:

- Cenário 1.a: um cenário com uma base mais realista de redução de consumo até 2030;
- Cenário 1.b: cenário optimista relativamente à redução do consumo;
- Cenário 2: cenário que considera o crescimento por parte do consumo ao longo do horizonte temporal da previsão;

Semelhantes à estratégia seguida para a catalogação dos cenários de potência, os cenários de previsão de consumo seguem a seguinte terminologia: Cenário 1.a; Cenário 1.b, onde existe uma variação negativa por parte do consumo e Cenário 2, com uma tendência de crescimento.

Os cenários descritos sumariamente em cima serão explicados e justificados no capítulo seguinte.
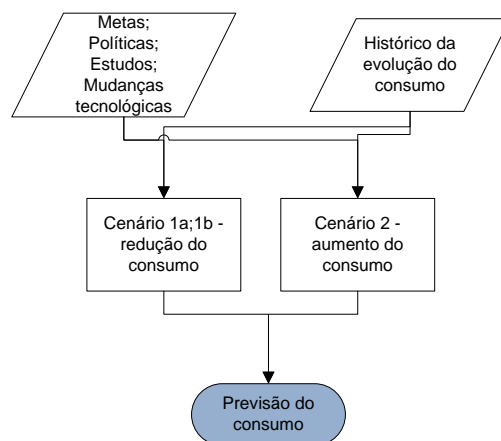
Figura 3.4 - Fluxograma demonstrativo da metodologia utilizada na previsão do consumo

Do mesmo modo que na previsão da potência instalada, as metas e políticas que são usadas como base para a definição dos cenários, dão origem a pontos discretos ao longo do horizonte temporal que são interpoladas através das funções mais adequadas.

Síntese

A previsão do consumo segue uma metodologia similar à da potência instalada. A sua previsão é feita com base na elaboração de três cenários distintos, feitos com base em referências de estudos e mudanças tecnológicas que poderão acontecer no futuro.

3.3.3 - Simulação do Despacho

O despacho define as centrais produtoras que entrarão em funcionamento, condicionando assim o custo total. A componente variável do custo do sistema, directamente dependente da energia produzida, vai aumentar com uma maior produção por parte das centrais térmicas convencionais. Por outro lado, com um incremento por parte das fontes renováveis (com custos variados nulos), fará baixar essa componente.

Todos estes comportamentos são importantes de aferir pois, influenciando o custo marginal, influenciarão o preço de mercado. Assim, procede-se à previsão do despacho ao longo do horizonte temporal proposto permitindo, numa fase posterior, o cálculo das componentes de custo do sistema.

Considerações e metodologia implementada

O comportamento de despacho do sistema eléctrico adequa-se à procura por parte do consumo, verificando-se sempre uma condição de equilíbrio de forma ao sistema operar dentro dos limites de fiabilidade e estabilidade.

Como é conhecido, o consumo tem oscilações sazonais diárias e mensais. As mudanças ao longo do dia por parte da procura de electricidade, conforme sejam horas de ponta ou de

vazio (Figura 3.5), fazem com que o despacho também varie ao longo do dia, implicando que centrais com custos marginais superiores sejam chamadas à produção. Por outro lado, a sazonalidade mensal (Figura 3.5) e inerente mudança de comportamento por parte do consumo, devem-se às mudanças por parte das estações do ano e consequentes alterações na temperatura.
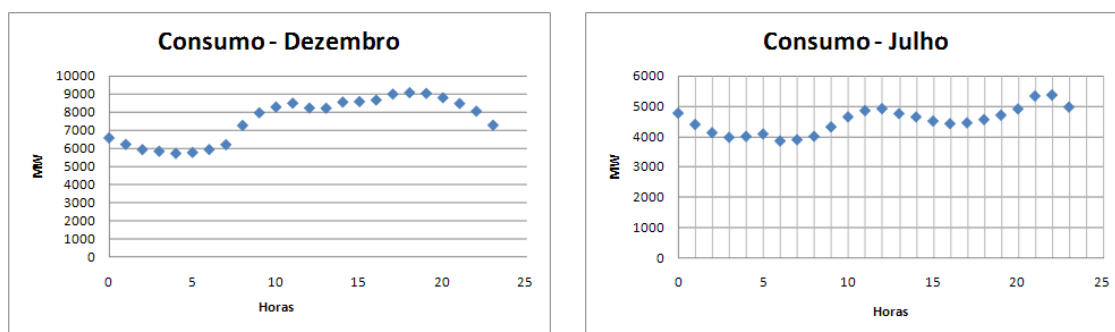
Figura 3.5 - Consumo horário diário nos dias 18 e 1 nos meses de Dezembro e de Julho, respectivamente.

De forma a avaliar estes comportamentos que numa base temporal anual passariam despercebidos, foi feito o despacho horário para cada ano previsto. Assim, foi considerado um despacho hora-a-hora para um ano base. O escolhido foi o ano de 2008, extrapolando-o através de um algoritmo seguidamente explicitado.

A forma como o despacho é efectuado, está dependente da potência instalada existente disponível no parque produtor mediante cada tipo de produção e o consumo a que este tem de satisfazer a cada momento.
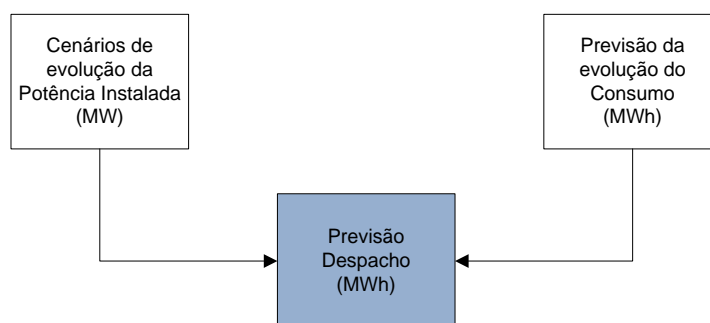
Figura 3.6 - Fluxograma demonstrativo da Previsão de Despacho.

Deste modo, é implementado um modelo de previsão de despacho cujos *inputs* são as previsões de potência instalada e de consumo, executadas nos módulos anteriores e já anteriormente referida a metodologia utilizada. A simulação do despacho foi executada desenvolvendo um algoritmo que relaciona estas variáveis aplicadas ao despacho do ano de 2008.

Primeiramente, procedeu-se a uma análise da utilização da energia proveniente da Hídrica com o intuito de proceder ao seu ajuste. No ano escolhido como base para o algoritmo desenvolvido, a utilização relativa à potência instalada foi de 16%.
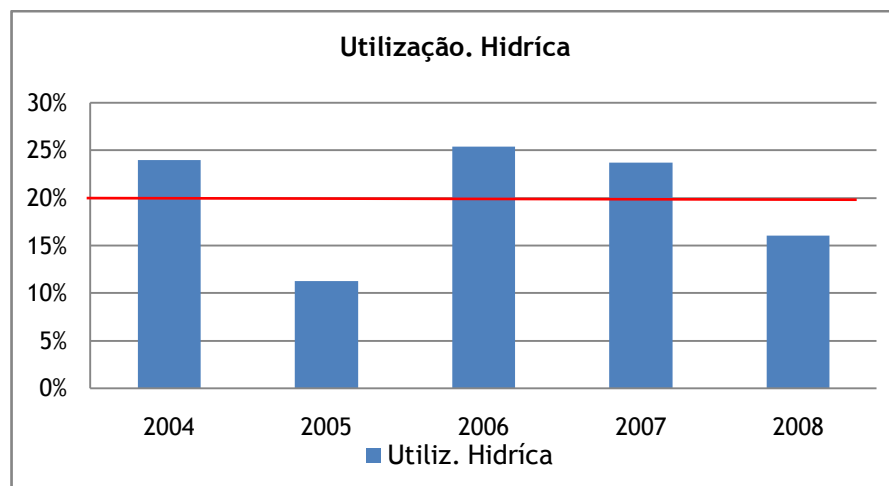
Figura 3.7 - Utilização da potência Hídrica anual relativamente à instalada e média dos 5 anos. Horizonte temporal de 2004-2008.

Conforme demonstrado na Figura 3.7, existe uma oscilação anual por parte da potência instalada utilizada. Essencialmente, esta ocorrência deve-se a uma gestão do recurso hidrológico executada pelas albufeiras que assume comportamentos diferentes de acordo com a pluviosidade. Esta como é obviamente, variável, vai implicar em flutuações na produção total por parte da hídrica.

Assim, ajusta-se a potência utilizada da hídrica para o valor médio, que é de 20%. Esse ajuste é feito de acordo com um factor que é acrescentado no despacho horário à componente hídrica.

É importante mencionar o facto de a importação não ser considerada. A sua imprevisibilidade inerente aos comportamentos de mercado a que está sujeita, somadas às restrições a que está delimitada devido à capacidade de interligação ser fixa, levam à sua não consideração. Parte-se do pressuposto que o consumo será, na totalidade, alimentado a partir da produção instalada em Portugal.

Descrição do algoritmo implementado para a simulação do despacho

O consumo, de um modo semelhante ao ajuste perpetuado na hídrica, é executado em cada ano de acordo com a previsão do consumo obtida através do módulo antecedente. Existe um factor calculado que corrige esse consumo relativamente ao do ano base, ajustando-o para cada ano de uma maneira iterativa ao longo do horizonte temporal definido.
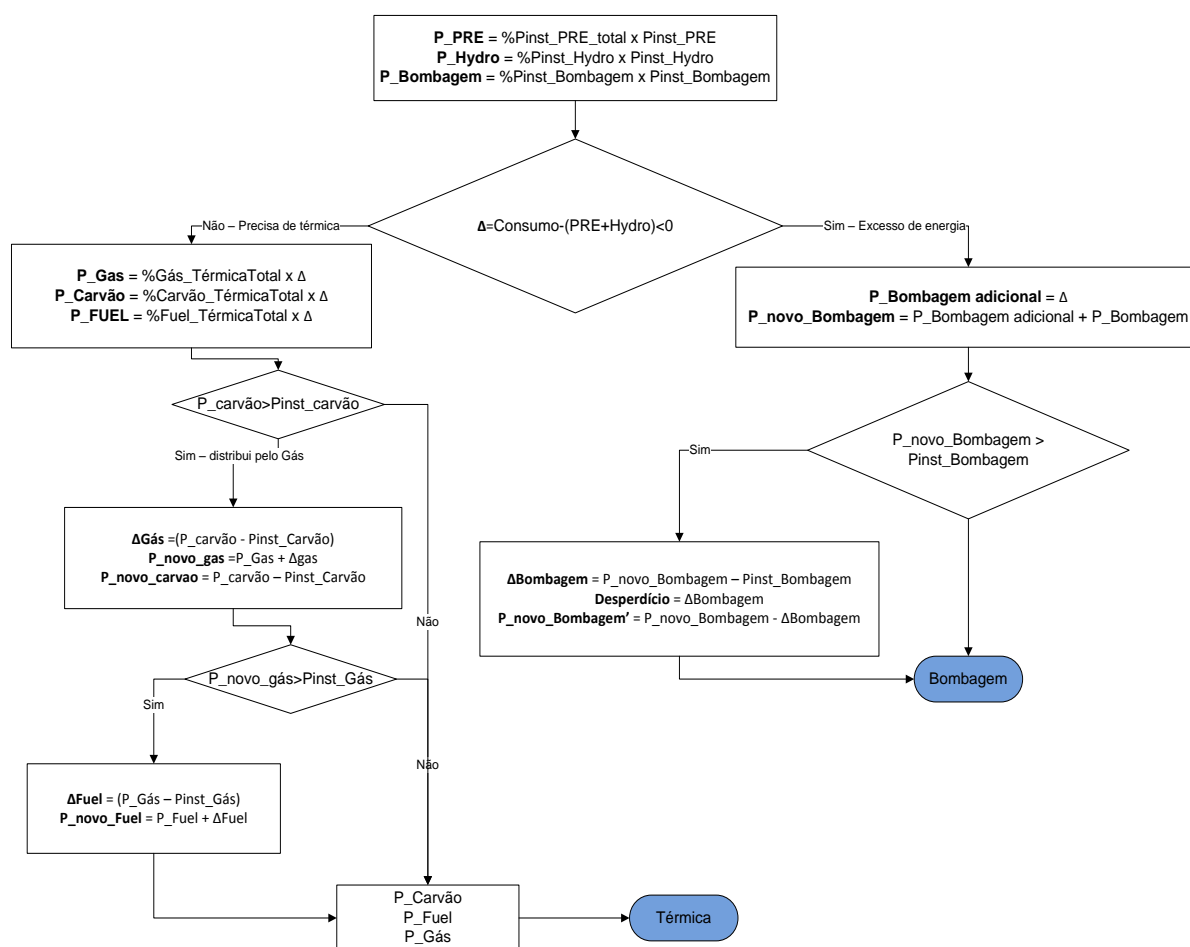
Figura 3.8 - Fluxograma relativo ao algoritmo de despacho.

Numa primeira fase, as centrais PRE e Hidroeléctricas são desde logo despachadas. A energia que estas vão gerar hora-a-hora depende da percentagem de potência instalada utilizada (3.1), calculada através do ano base (2008). A estratégia de bombagem definida nesse ano é analogamente tratada, assumindo-se que esta ocorre às mesmas horas e utiliza a mesma percentagem de potência relativamente à instalada no total.

$$\%Pot_{inst} = \frac{Pot_{util.horária}}{Pot_{instalada}} \quad (3.1)$$

Onde:

- $\%\boldsymbol{Pot_{inst}}$, é referente à potência utilizada hora-a-hora do modo de produção em causa;
- $\boldsymbol{Pot_{util.horária}}$, é referente à potência instalada no sistema do determinado tipo de produção
- $\boldsymbol{Pot_{instalada}}$, representa a percentagem utilizada dessa potência.

Estabelecida a produção hora-a-hora das centrais atrás referidas, procede-se ao diferencial entre o produzido por estas e o consumo, aferindo se é ou não necessária a entrada em funcionamento das térmicas convencionais (Carvão, Gás e Fuel).

Se esta diferença for maior que zero (decisão 1 da Figura 3.8), impõe-se a necessidade da entrada em funcionamento das térmicas. Tal processa-se da seguinte forma:

- É avaliada a percentagem de produção correspondente às parcelas do Gás, Fuel e Carvão utilizadas no ano base (3.2), relativamente à produção térmica total. Essas percentagens são utilizadas de modo a suprimir o que resta para a satisfação do consumo. Caso a potência instalada de alguma das tecnologias seja zero, a percentagem será repartida pelas restantes.

Se, por outro lado, a potência necessária de térmica para satisfazer o consumo ultrapassar a instalada em algum dos modos de produção, nalguma hora:

- Verifica-se em primeiro lugar, se a potência de carvão ultrapassa em alguma hora a potência instalada. Se tal se verificar, fixa-se a potência do carvão no máximo que pode produzir e, através do cálculo do diferencial, obtém-se o seu excesso. Este excesso é incrementado no Gás, dando origem a uma nova produção.
- Executa-se então, um processo de verificação relativo à averiguação se a potência gerada a gás ultrapassar a instalada, análogo ao do carvão. Se tal se verificar, após fixar o gás ao máximo da sua produção, o diferencial de excesso é repartido pelo Fuel.
- As novas potências relativas à produção de Carvão, Gás e Fuel dão origem à parcela de térmica responsável pela geração.

$$\%Pot_{termica_{horária}} = \frac{Pot_{util.termica_{horária}}}{Pot_{termica_{total_{horária}}}} \tag{3.2}$$

Onde:

- $\boldsymbol{Pot_{util.termica_{horária}}}$, é a energia que foi gerada por uma das unidades térmicas convencionais numa hora;
- $\boldsymbol{Pot_{termica_{total_{horária}}}}$, é a soma da energia produzida numa hora por todas as térmicas convencionais;
- $\%\boldsymbol{Pot_{termica_{horária}}}$, representa a percentagem de utilização de cada uma das térmicas convencionais relativamente à sua soma.

Por outro lado, se a primeira condição relativa ao consumo for superior a zero, dá uma situação de energia excedente.

A metodologia adoptada para lidar com esta situação é a seguinte:

- Canaliza-se para bombagem adicional, a quantidade de energia que está em excesso. No entanto, se este novo incremento de bombagem ultrapassar a potência instalada

referente à Bombagem, esta é desperdiçada sendo a potência de bombagem posta ao máximo que pode gerar nessa hora.

Uma esquematização na forma de fluxograma do que foi dito anteriormente, encontra-se resumida no fluxograma da Figura 3.8.

Este é um método iterativo que percorre o horizonte temporal todo (20 anos). Procede automaticamente os incrementos das novas potências instaladas obtidas a partir da previsão da potência instalada e procede ao ajuste ano-a-ano do consumo que obtém através da previsão de consumo.

No final é feita a soma de cada geração, obtendo-se assim a produção anual de cada elemento constituinte do parque produtor, tal como a sua contribuição para o consumo total.

Síntese

Resumindo a descrição da metodologia implementada para a previsão do despacho, deparamo-nos, primeiramente, com a sua relação com a potência instalada no sistema e o consumo. De forma a modelizar a evolução que essas duas variáveis vão ter no despacho é considerado um ano base (2008) e extrapolado esse comportamento para o futuro. Este vai ser sujeito a um ajuste na componente Hídrica para ajustar à média de produção e não vai ser considerada a importação.

O algoritmo desenvolvido vai, iterativamente, percorrer cada ano da previsão obtendo o seu despacho.

3.3.4 - Evolução dos Custos dos Combustíveis e Carbono

Além da quantidade produzida, torna-se evidente que haverá uma dependência relativamente aos combustíveis utilizados no custo variável das centrais a Carvão, Gás e Fuel. Outro custo que no futuro pode representar uma percentagem nos custos variáveis destas trata-se do custo associado às emissões de carbono.

Torna-se então importante avaliar a possível evolução destes, que terá repercussões na previsão final dos custos de produção.

Considerações e metodologia implementada

Combustíveis

Os combustíveis cuja evolução é avaliada são: o Petróleo, o Carvão e o Gás. A sua previsão no longo prazo é de extrema dificuldade dada a volatilidade que estes apresentam. Estão relacionados com as quantidades de produção, comportamentos de mercado, comportamentos da procura e condições geopolíticas.

No ano de 2008 estes tiveram a maior variabilidade nos preços ao longo da sua história, tendo o petróleo sentido flutuações em mais de 70 % nos últimos seis meses de 2008, chegando a níveis máximos históricos [41]. Os preços do gás também se assumem no ranking dos mais voláteis, sendo altamente incertos e a futura tendência de preço com inúmeros cenários possíveis [42].
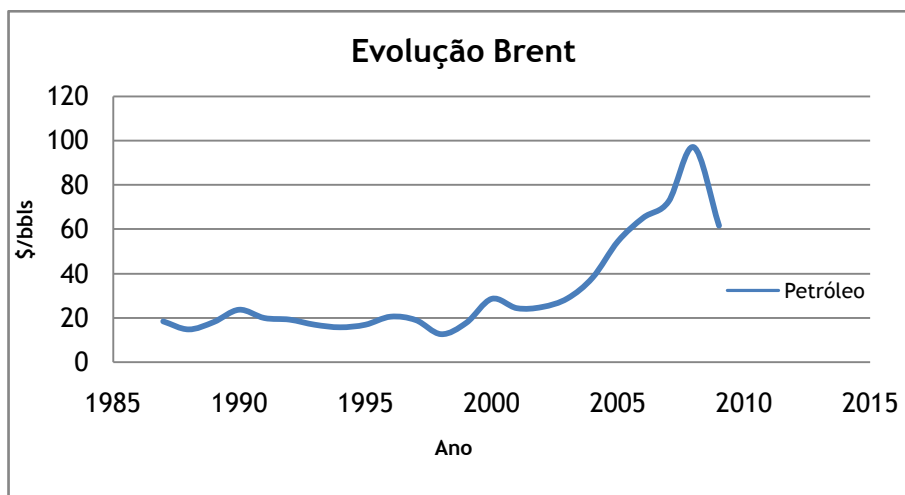
Figura 3.9 - Evolução anual do índice *Brent* do preço de petróleo.

A metodologia para a obtenção da sua evolução foi feita através da análise de diversos estudos de previsão a longo prazo destas *commodities* definindo através destes, tendências futuras para os valores dos seus preços.

Carbono

Fortemente relacionada com a tentativa de redução de emissões de gases poluentes para a atmosfera e com o objectivo de cumprir as metas do Protocolo de Quioto, onde a produção de energia representa grande parte do total, foi criado baseado na Directiva 2003/87/EC, o ETS ("*Emission Trading System*"), com início de actividade em 2005. Este sistema de mercado baseia-se em *allowances* ou cotas dadas a instalações emissoras que, ultrapassando esse valor, têm de recorrer ao mercado e comprar emissões a instalações menos poluentes. Essas cotas são estabelecidas de acordo com os objectivos de redução de emissões criando assim o sistema um preço para o carbono. Engloba instalações utilizadoras intensivas de energia como centrais térmicas produtoras de energia, refinarias, cerâmica, vidro e papel [43].

O mercado foi implementado com 3 fases distintas. A primeira fase no período de 2005-2007 com um objectivo de aprendizagem e implementação do sistema. A segunda fase no período de 2008-2012 e a terceira irá vigorar no período de 2013 a 2020. Segundo [3] o leilão não será usado para Portugal nas duas primeiras fases, sendo a totalidade das emissões alocadas de forma gratuita pelas instalações. No entanto, segundo o artigo 19 da directiva Directiva 2009/29/EC que revê o funcionamento do ETS a vigorar para o período referido na

terceira fase, prevê que o sector eléctrico seja obrigado a pagar a totalidade, não tendo direito a *allowances,* penalizando previsivelmente as centrais convencionais emissoras.

Tal poderá incrementar um custo adicional futuro nas centrais emissoras, pelo que terá de ser tido em consideração.

O comportamento do preço do carbono futuro apresenta-se também como um problema muito complicado, principalmente devido à entrada de novas políticas que irão, certamente, influenciar o mercado ETS. Assim sendo, a metodologia adoptada é semelhante à dos combustíveis. Baseia-se em estudos existentes e, a partir deles, constroem-se as tendências futuras.

Síntese

A evolução no longo prazo dos preços do carbono e combustíveis apresenta dificuldades inerentes ao carácter volátil e dependência de diversas variáveis com muita dificuldade de previsão. Desse modo, as tendências futuras para estes preços são baseadas em estudos que apresentam valores futuros para os preços, referidos no próximo capítulo.

3.3.5 - Custos de Produção

A previsão da componente do preço da electricidade relativa ao custo de produção do sistema é tratada nesta secção do capítulo. Neste dá-se a interligação dos módulos atrás descritos. Assim, torna-se necessário arranjar uma metodologia que permita comparar as diferentes tecnologias que constituem o sistema produtor. Uma destas poderá ser a aplicação de um custo nivelado que permita quantificar o custo por cada unidade de energia gerada em cada modo de produção.

Considerações e metodologia implementada

O custo total de um determinado modo de produção é um agregado de custos. Entre eles estão presentes os custos referentes ao investimento, operação e manutenção[13] e custos variáveis: associados ao consumo de combustível, assim como, com a entrada em vigor do mercado europeu de emissões de CO2, *Emissions Trading System* (*ETS*), custos com o carbono.

De modo a comparar as diferentes tecnologias é feito o cálculo de um custo nivelado, por unidade de energia (€/*MWh*).
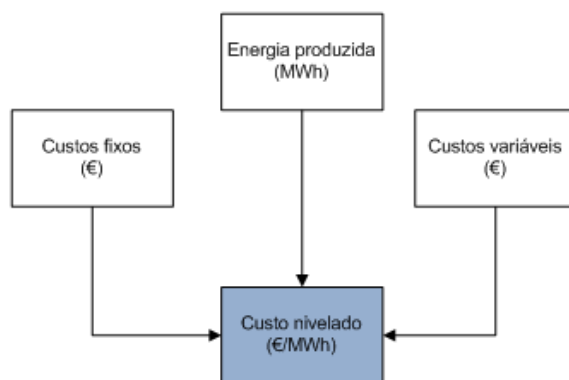
Figura 3.10 - Esquema que representa o modo de cálculo do custo nivelado (€/MWh).

Esse custo tem uma base anual e permite a comparação entre as várias tecnologias presentes no parque produtor. Exemplos de uma semelhante utilização aparecem em[44] e [45]. A sua expressão é a seguinte:

$$CNE_{produtor}\left({}^{€}/_{MWh}\right) = \frac{Custos\ Fixos(€) + Custos\ variáveis\ (€)}{E.Total\ Produzida\ (MWh)} \tag{3.3}$$

Onde:

- $\boldsymbol{Custos\ Fixos}$, Custos Fixos (€);
- $\boldsymbol{Custos\ variáveis}$, Custos variáveis (combustível; carbono) (€);
- $\boldsymbol{E.Total\ Produzida}$, Energia total Produzida (MWh);
- $\boldsymbol{CNE_{produtor}}$ Custo nivelado de cada tipo de produção existente no parque produtor $({}^{€}/_{MWh})$.

Ainda associados a esses custos, são de referir aspectos importantes como o tempo de vida associado a cada modo de produção.

Como mencionado anteriormente, os custos associados à produção podem ser subdivididos em custos fixos e variáveis.

3.3.5.1 - Custos fixos

Os custos fixos considerados, (3.4) que advêm das centrais produtoras, dividem-se em custos de investimento e custos de operação e manutenção.

Os custos relativos ao investimento totalizam despesa relativa à construção, mão-de-obra, licenças, terreno (dependendo da tecnologia) e equipamentos. Este será afecto de um factor de anualização $\boldsymbol{\tau}$ (3.5) ao longo do tempo de vida (Tabela 3.1) da central, sujeito a uma taxa t. Isto significa que o custo de investimento será repartido anualmente ao longo do tempo de vida da central – prestações periódicas de valores nominais constantes, conhecidas por Rendas [46].

Por outro lado, a componente fixa relativa à operação e/ou manutenção está relacionada com manutenção e monitorização das centrais produtoras, custo com salários e materiais

necessários ao normal funcionamento por parte da central. Referem-se a custos que são inerentes ao funcionamento da central e não ao quanto ela produz [47-48].

$$Custos\ Fixos(€) = \left(\tau . I\left(€/_{MW}\right) + O\&M\left(€/_{MW}\right)\right) \times P_{instalada}(MW) \qquad (3.4)$$

Onde:

- $\boldsymbol{I}$, custo de investimento de cada tipo de produção por cada unidade de potência instalada (MW) instalado $\left(€/_{MW}\right)$;
- $\boldsymbol{O}\&M$, custo de operação & manutenção de cada tipo de produção por cada unidade de potência instalada (MW) instalado $\left(€/_{MW}\right)$;
- $\boldsymbol{P_{instalada}}$, potência instalada no parque produtor referente a cada tipo de produção(MW).
- **τ** , Factor de Anualização - Anualização de um capital:

$$\tau = \frac{t.(1+t)^n}{(1+t)^n - 1} \qquad (3.5)$$

Onde:

- $\boldsymbol{t}$ - Taxa de actualização anual;
- $\boldsymbol{n}$ - Tempo de vida do equipamento (em anos);
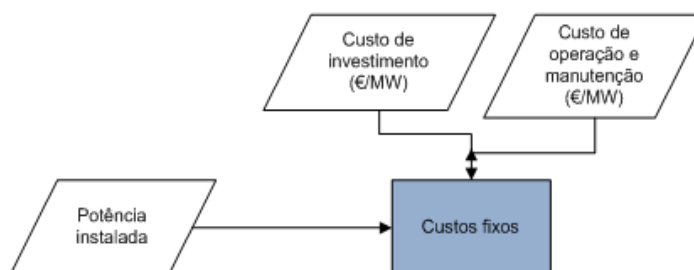
Figura 3.11 - Esquema representativo dos custos fixos existentes em cada tipo de produção

Os custos fixos aparecem, normalmente, estimados relativamente à potência instalada (€/MW). O método abordado para a sua estimação alude a uma consulta de referências que indiquem custos tipo para estas.

Custos fixos dos diferentes tipos de produção considerados

Tabela 3.1 - Valor do custo de investimento e operação & manutenção (€) por potência instalada (MW) de cada unidade produtora considerada.

Tipo de produção	I (€/kW) - ano referente	O&M (€/kW)	Referências	Tempo de vida (anos)
Carvão	1152- *(05)*	58	**[44]**;[49],[50]	40
Gás	576 - *(05)*	17	**[44];[51],[50]**	40
Fuel	516 - *(05)*	15	**[49]**	25
Hidroeléctrica	1232 - *(07)*	16	**[52]**; [50]	100
PRE FV	4430 – *(07)*	9	**[49]**;[50];	20
PRE Hidroeléctrica	1756 - *(05)*	16	**[53]**;[54];[55];[56]	100
PRE Térmica	2000	30	**[49]**,[57],[50]	25
PRE eólica	1152 – *(05)*	15	[44];[51]; [58],[50]	20
Carvão com CCS	2300 – *(20)*	115	**[44]**	40

Torna-se importante de realçar que os custos presentes na coluna de referências (Tabela 3.1) podem ter ligeiras diferenças entre valores, encontrando-se o escolhido, para cada um dos tipos de produção, com a referência destacada. Essas discrepâncias entre valores devem-se essencialmente à variabilidade destes consoante o país, dimensão do projecto, condições de financiamento, etc.

Centrais produtoras de energia a Carvão, Gás, Fuel e Hidroeléctricas

A evolução de custo considerada para o carvão, gás e hidroeléctrica está presente na Figura 3.12. A variação ao longo do tempo do investimento foi considerada partindo do valor escolhido na Tabela 3.1, seguindo uma variação similar à apontada por [50].
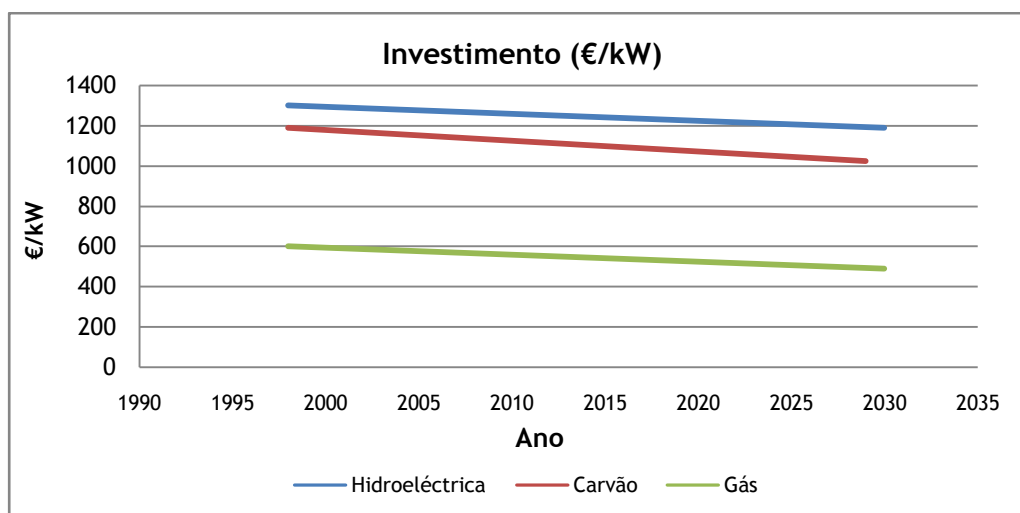
Figura 3.12 - Evolução custos de investimento de centrais produtoras a Gás, Carvão, Hidroeléctricas.

Os custos das restantes parcelas são considerados constantes ao longo do tempo. Não são expectáveis grandes variações por parte destes pois tratam-se de tecnologias já em fase de maturidade. Tal é também demonstrado pela pouca variação verificada ao longo dos anos por parte das tecnologias na Figura 3.12.

Centrais produtoras de energia PRE Térmicas

A PRE térmica engloba várias tecnologias de produção e diferentes combustíveis utilizados, tal reflecte-se em diferentes custos entre si.

A utilização de biomassa constitui um modo de produção de electricidade através de material biológico. O combustível utilizado poderá ser através do aproveitamento de resíduos florestais, resíduos agrícolas, resíduos sólidos urbanos, efluentes de indústria agro-alimentar e efluentes de agro-pecuários. Através de um dos processos de conversão que mais se adequar à situação: Combustão directa, Gaseificação ou Pirólise existe a produção de electricidade[59].

Após a consulta de [49], [57], [50] e produzida uma análise dos vários custos enunciados nestas fontes, considerando a sua dimensão, combustível e tecnologia utilizada, optou-se pelo valor de 2000 (€/kW). Valor que é considerado constante ao longo de todos os anos da previsão.

Centrais produtoras de energia eólica

No caso da energia eólica, parte-se do valor referente ao ano de 2005, 1152 (€/kW), Tabela 3.1. Verifica-se que os custos decresceram 30%, cerca de 3% ao ano, no período compreendido desde 1985 até 2001 [60].
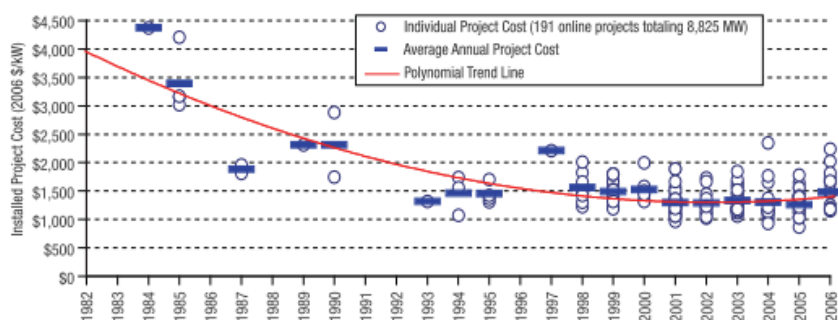
Figura 3.13 - Evolução dos custos de investimento de eólica ao longo do tempo (€/kW)[58].

Como mostra a Figura 3.13, os custos de investimento relativos à produção de energia eólica têm vindo a decrescer. Assumindo como exemplo os dados relativos à instalação de aproveitamentos eólicos na Califórnia, mostra-se que houve uma diminuição de cerca de 2700$/MW desde 1980 ate 2000. Mais recentemente, o preço tem vindo a estabilizar, tendo mesmo aumentado ligeiramente nos últimos anos derivada à subida dos custos das turbinas[58].

Recorrendo à análise dos dados ilustrados, é construído o histórico de evolução (Figura 3.14), desde 1998, para o custo de investimento da produção eólica. Como nestes últimos anos tem sido verificada a sua estagnação, são considerados constantes ao longo do horizonte temporal da previsão.
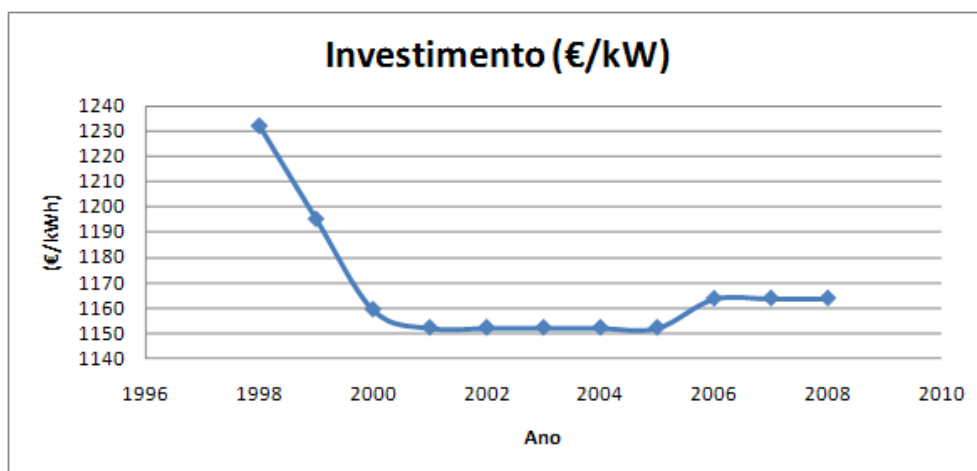
Figura 3.14 - Historial do custo de investimento considerado da energia PRE Eólica.

Quanto aos custos de operação e manutenção segundo [58], tiveram um decréscimo linear até ao ano de 2002, tendo-se mantido constantes a partir dessa data. Esse comportamento foi transposto a partir do custo de Operação e/ou manutenção considerado (Tabela 3.1) e, a partir dele, construído histórico (Figura 3.15).
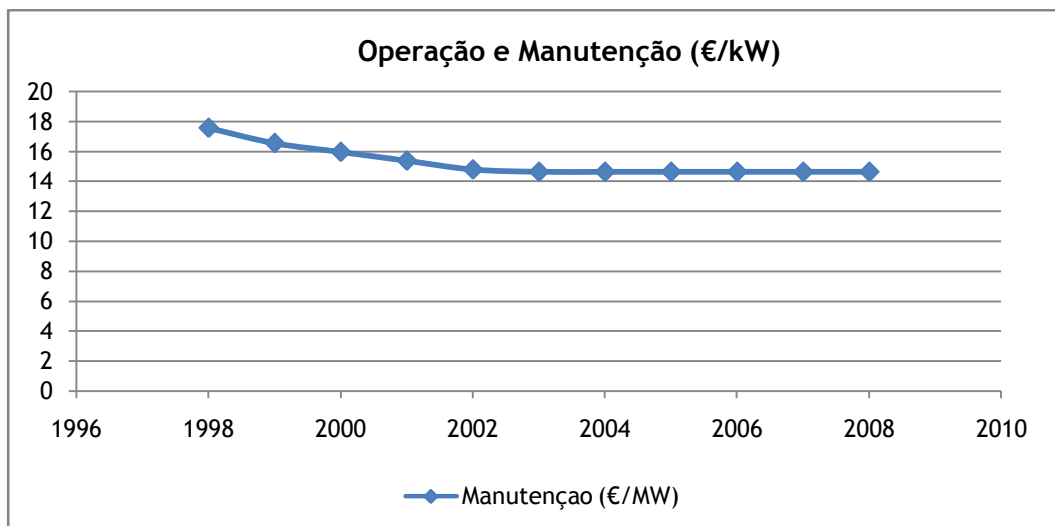
Figura 3.15 - Historial do custo de Operação e/ou Manutenção considerado da energia PRE Eólica.

A partir de 2002, é considerado constante no futuro da previsão.

Centrais produtoras de energia PRE Fotovoltaica

Os custos de investimento associados à produção a partir de energia solar têm vindo a decrescer ao longo do tempo. Esse rácio tem sido de 80% (20 % de redução no custo cada vez que se dobra a produção)[61]. Estes dependem de um grande número de factores como a localização do sistema, a conexão à rede de transmissão e o tipo de tecnologia utilizada.
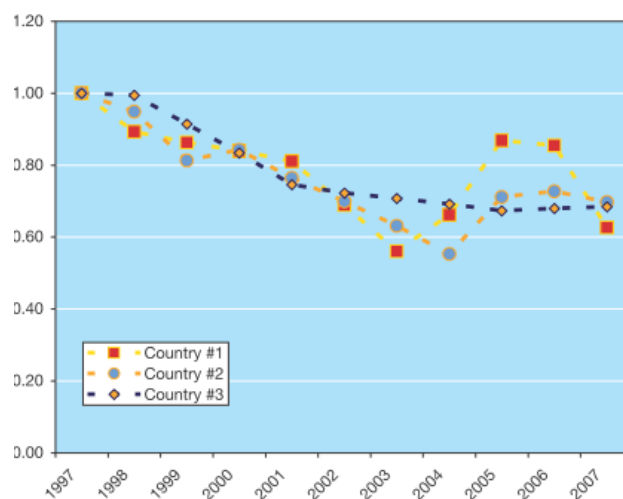
Figura 3.16 - Variação percentual dos preços dos módulos FV com a variação dos anos[62].

A variabilidade do custo de investimento é, na sua maioria, devida à diferença relativa ao custo dos módulos fotovoltaicos e respectiva tecnologia utilizada. Na figura 3.16 é demonstrada essa evolução em termos percentuais. Assumindo como base o valor referente a 2007 de 4430 €/kW (Tabela 3.1), é construído o histórico do custo de investimento da tecnologia fotovoltaica.

Tabela 3.2 - Evolução prevista dos custos de investimento FV para os horizontes temporais definidos (Adaptado [63])

Ano	Preço do módulo FV (€/W)	Preço do sistema FV (€/W)
2010	2	3
2020	≤1	2
2030	≤0,5	1

A evolução, até 2030, dos custos de investimento é baseada nas perspectivas presentes no Tabela 3.2. A partir desses dados modeliza-se a curva correspondente à evolução dos custos de investimento do FV (Figura 3.17)).
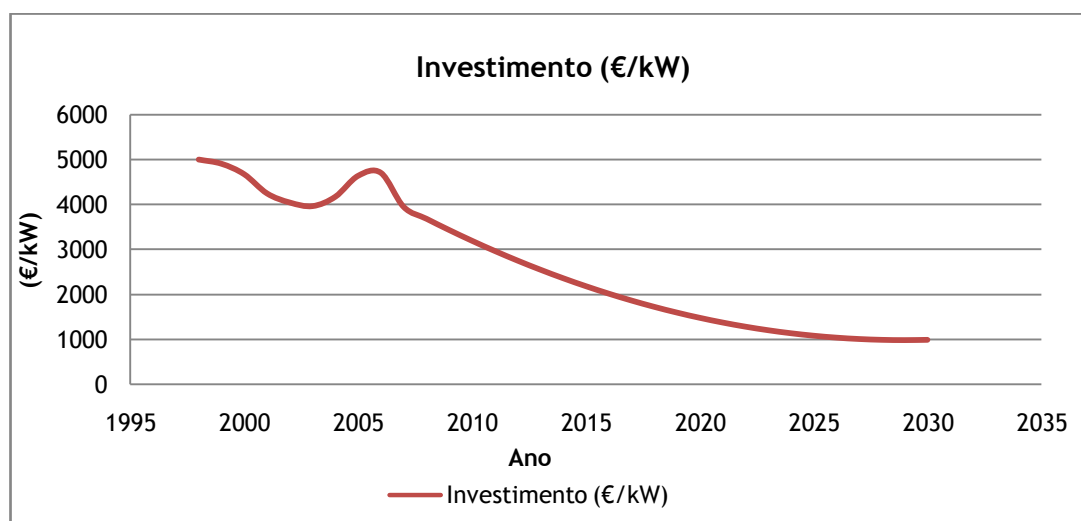
Figura 3.17 - Historial do custo de investimento considerado da energia PRE FV.

Quanto aos custos de manutenção associados à produção a partir de energia solar encontram-se essencialmente associados à limpeza destes, onde o pó e lixo acumulados desenvolvem uma acção preponderante na quebra de rendimento por parte dos módulos.

O valor considerado referente a 2007, de 9 €/kW (Tabela 3.1), é assumido como constante ao longo da previsão.

3.3.5.2 - Custos Variáveis

Custos com combustíveis

As centrais que estão sujeitas a estes custos são as que utilizam algum combustível como forma a exercer a produção de energia. Estas são as térmicas convencionais: Gás; Carvão; Fuel e a PRE térmica.

A componente variável referente aos combustíveis depende essencialmente de dois factores: o preço do combustível utilizado e o seu consumo por unidade de energia gerada. Evidentemente, está dependente da quantidade de energia que produz, aumentando com a quantidade de produção. Assim, torna-se necessário calcular o consumo de cada central.

Tabela 3.3 - Consumo de combustível por unidade de energia de cada tipo de produção.

Tipo de Produção	Consumo
Carvão	0,32926 (ton/MWh)
Gás	8,33065 (GJ/MWh)
FUEL	1,6781 (bbls/MWh)

O consumo do carvão por unidade de energia gerada é obtido a partir do balanço energético disponível na DGEG (Direcção Geral de Energia e Geologia)[64], relativo a Portugal. Aí encontra-se o consumo total de carvão e a produção eléctrica que este originou nesse ano (2007).

O consumo relativo às centrais a FUEL e Gás é determinado a partir do balanço energético do ano 2009 dos Estados Unidos, cujos dados são obtidos a partir da EIA (Energy Information Administration)[65]. Calcula-se de forma similar (Cálculo em Apêndice).

$$Custos\ variáveis\ (combustível)\ (€) = Consumo\ \times Preço\ combustível \times E_{total_{produzida}} \quad (3.6)$$

Onde:

- $\boldsymbol{Consumo}$, representa o consumo por unidade de energia gerada. As suas unidades dependem do combustível utilizado (Carvão;Gás; FUEL) e são expressas em função da energia *(MWh). (ton/MWh), (GJ/MWh), (bbls/MWh);*
- $\boldsymbol{Preço\ combustível}$, preço da commodity utilizada. (€/ton), (€/GJ), (€/bbls);
- $\boldsymbol{E_{total_{produzida}}}$, energia total produzida num ano pelo modo de produção em causa (MWh);
- $\boldsymbol{Custos\ variáveis\ (combustível)}$ (€), custo com combustível num ano (€).

As unidades em que se encontram são diferentes consoante o preço da matéria-prima que cada utiliza, de modo a ser adaptado às unidades do preço das commodities em que estas são comercializadas nos mercados.
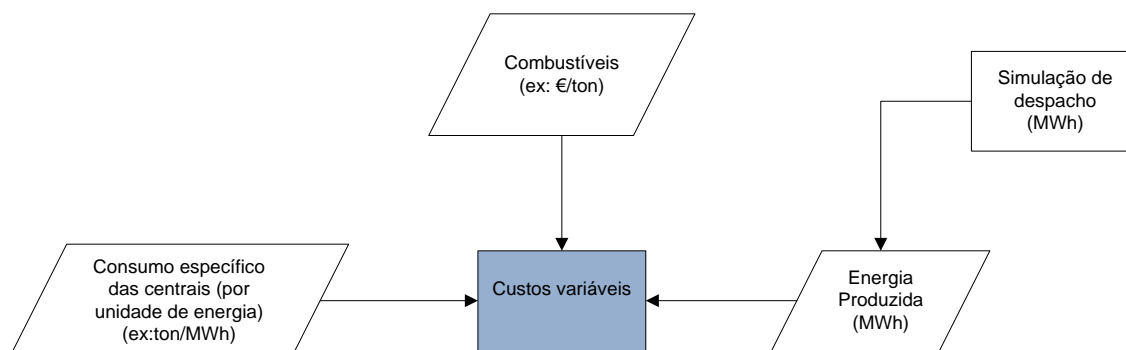
Figura 3.18 - Fluxograma explicativo dos custos variáveis.

Os custos variáveis relacionados para a PRE Térmica foram estimados a partir de um exemplo para uma central de co-geração com o combustível usado [59]. A central nesse exemplo refere-se a uma central tipo com 1 MW de potência instalada.

Tabela 3.4 - Custos de uma central tipo de co-geração a biomassa.

Potência	Consumo	Custo Biomassa
1 MW	0,35 t/h	35 €/t

O consumo está estimado em horas de funcionamento pelo que são calculadas as horas de funcionamento da produção PRE Térmica durante o ano. É também feito um ajuste ao consumo, de forma a ajustá-lo ao total de potência instalada deste tipo de produção no sistema, em cada ano.

O custo da biomassa, combustível usado para a geração de energia, é considerado constante por não haver nenhum mercado nacional onde possa ser estimado a evolução desse preço.

Custos com emissões de carbono

Outro custo variável importante a ser considerado prende-se com a inclusão do preço pago pelas emissões de carbono.

Como foi mencionado anteriormente, a partir de 2012, segundo o artigo 19 da Directiva 2009/29/EC, o sector eléctrico de energia deixará de ter direito a *allowances*, passando a vigorar apenas o modo de leilão onde as emissoras terão de comprar a totalidade das emissões de carbono. Devido a esta situação, é relevante aferir as emissões por unidade de energia gerada de cada modo produtor emissor.
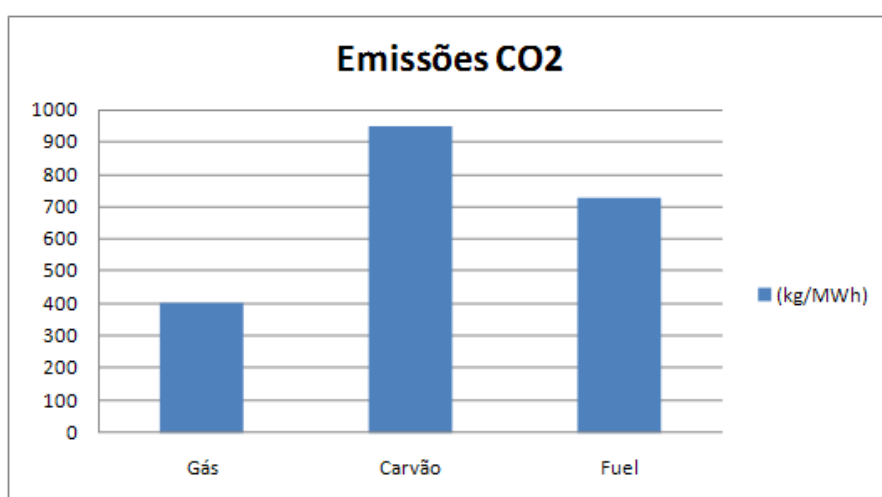
Figura 3.19 - Emissões de carbono por unidade de energia produzida relativamente às centrais Térmicas convencionais (kg/MWh).

Através de [66-68], foram obtidos os valores tipo para as emissões presentes na Figura 3.19.

$$Custos\ variáveis\ (carbono)(€) = Emissões\ carbono\ \times Preço\ carbono \times E_{total_{produzida}} \quad (3.7)$$

Onde:

- $\boldsymbol{Emissões\ carbono}$, representa as emissões de carbono por unidade de energia de cada tipo de produção *(kg/MWh);*
- $\boldsymbol{Preço\ carbono}$, representa o preço por cada unidade de carbono *(€/kg)*
- $\boldsymbol{E_{total_{produzida}}}$, energia total produzida num ano pelo modo de produção em causa *(MWh);*
- $\boldsymbol{Custos\ variáveis\ (carbono)}$ (€), custo com combustível num ano (€).

Os custos variáveis devidos ao carbono, por ano, são dependentes da energia produzida, do custo do carbono e das emissões que cada unidade de produção gera ao produzir a energia.

3.3.5.3 - Custo nivelado do sistema

O custo nivelado do sistema ano-a-ano, ao longo do tempo da previsão (até 2030), obtém-se através dos custos nivelados dos diferentes tipos de produção do parque produtor.

$$CNE_{sistema_{ano}} \left({€}/_{MWh} \right) = \frac{\Sigma \left[CNE_{produtor_{ano}} \times E_{produzida_{produtor_{ano}}} \right]}{E_{total_{produzida_{ano}}}} \quad (3,8)$$

Onde:

- $\boldsymbol{CNE_{produtor_{ano}}}$, Custo nivelado de cada sistema produtor$\left({€}/_{MWh} \right)$;
- $\boldsymbol{E_{produzida_{produtor_{ano}}}}$, Energia anual produzida por sistema produtor (MWh);
- $\boldsymbol{E_{total_{produzida_{ano}}}}$, Energia total produzida pelo sistema num ano (MWh);
- $\boldsymbol{CNE_{sistema_{ano}}}$, Custo nivelado total do sistema produtor$\left({€}/_{MWh} \right)$.

Este custo nivelado total pode ser fragmentado entre a parcela convencional e a parcela correspondente às PRE.

$$\boldsymbol{Parcela\ Convencional}\left({€}/_{\boldsymbol{MWh}} \right) = \frac{\Sigma \left[CNE_{produtor\ convenvional_{ano}} \times E_{produzida_{produtor\ covencional_{ano}}} \right]}{E_{total_{produzida_{ano}}}} \quad (3.9)$$

Onde:

- $\boldsymbol{CNE_{produtor\ convenvional_{ano}}}$, Custo nivelado de cada sistema produtor convencional $\left({€}/_{MWh} \right)$;

- $E_{produzida_{produtor\ covencional_{ano}}}$, Energia anual produzida por sistema produtor convencional (MWh);
- $E_{total_{produzida_{ano}}}$, Energia total produzida pelo sistema num ano (MWh);

$$Parcela\ PRE\ \left(€/_{MWh}\right) = \frac{\sum\left[CNE_{produtor\ PRE_{ano}} \times E_{produzida_{produtor\ PRE_{ano}}}\right]}{E_{total_{produzida_{ano}}}} \quad (3.10)$$

Onde:

- $CNE_{produtor\ PRE_{ano}}$, Custo nivelado de cada produtor PRE$\left(€/_{MWh}\right)$;
- $E_{produzida_{produtor\ PRE_{ano}}}$, Energia anual produzida por cada produtor PRE (MWh);
- $E_{total_{produzida_{ano}}}$, Energia total produzida pelo sistema num ano (MWh);

Pode ainda ser subdividido na parcela do custo correspondente à variável das centrais que vão ao mercado da electricidade. Esta corresponde às centrais a gás, carvão e fuel.

$$Parcela\ Variável\ Produtores\ convencionais\left(€/_{MWh}\right) = \frac{\sum\left[CNEvariavel_{produtor\ convenvional_{ano}} \times E_{produzida_{produtor\ covencional_{ano}}}\right]}{E_{total_{produzida_{ano}}}} \quad (3.11)$$

- $CNEvariavel_{produtor\ convenvional_{ano}}$, Custo nivelado da componente variável de cada produtor convencional $\left(€/_{MWh}\right)$;
- $E_{produzida_{produtor\ convencional_{ano}}}$, Energia anual produzida por cada produtor PRE (MWh);
- $E_{total_{produzida_{ano}}}$, Energia total produzida pelo sistema num ano (MWh);

Com as expressões atrás descritas, ficam definidas as componentes dos custos que são determinadas ao longo da previsão.

O custo calculado para o preço de importação é determinado através de uma média ponderada dos anos em que existe mercado *spot:* 2007-2008 (3.12). A partir dessa média ponderada temos o preço por energia (MWh) correspondente à importação. Esse custo adicional foi incrementado, até 2008, no cálculo do custo nivelado do sistema.

$$P_{\widetilde{importação}_{07-08}} = \frac{\sum(PM \times Saldo\ Importador)}{\sum Saldo\ importador} = 55{,}49(€/_{MWh}) \quad (3.12)$$

Onde:

- PM, preço horário do mercado $(€/_{MWh})$;
- $Saldo\ Importador$, saldo importador a cada hora (MW)
- $P_{\widetilde{importação}_{07-08}}$, Preço médio pesado da importação no período 07-08 $(€/_{MWh})$;

Até 2030, este não será implementado pois, como foi dito anteriormente, não é considerada a importação. Considera-se que o consumo é todo satisfeito a partir de produção nacional.

3.3.6 - Síntese

Para a previsão dos custos de produção do sistema são abordados conceitos como o custo nivelado. Este é um valor que permite comparar as tecnologias existentes por unidade de energia gerada, dividindo-se em custos fixos e variáveis. O primeiro deve-se a custos inerentes a investimento e manutenção, dependente da potência instalada. A segunda componente deve-se ao combustível utilizado e, numa fase posterior, relativo à emissão do carbono. Sendo estes últimos dependentes da quantidade de energia produzida.

Para cada ano constituinte da previsão esses custos são calculados, obtendo-se um custo nivelado para o sistema. Este valor é ainda subdividido em parcelas relativas à produção a partir de convencional, parcela de PRE (que não vai a mercado) e parcela variável, sendo a última indicativa dos custos marginais a que as convencionais que vão a mercado estão sujeitas.

Para cada ano os custos vão ser diferentes, agregando nesta parte do modelo os anteriores (Figura 3.1).

Assim, permite-se a obtenção da primeira componente do preço da electricidade: custos de produção do sistema electroprodutor. (Figura 3.20)
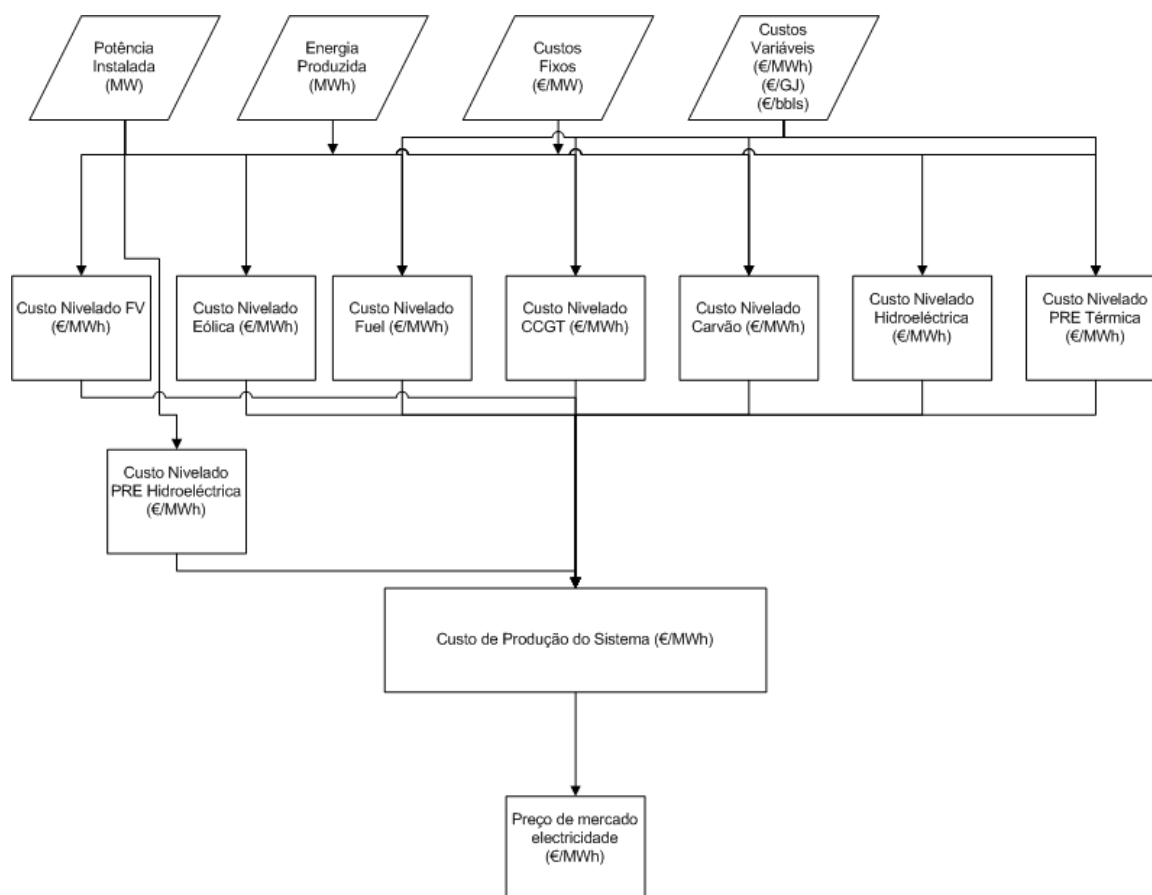
Figura 3.20 - Esquema detalhado do modelo implementado.

3.3.7 - Previsão do preço de mercado da electricidade

Após a previsão dos custos de produção ser executada, poder-se-á proceder à conclusão do modelo descrito ao longo deste capítulo. Tal será conseguido através da relação existente entre os custos de produção do sistema e o preço no mercado *spot*.

Considerações e metodologia aplicada

Os preços de mercado da electricidade deverão reflectir os custos do sistema produtor. A componente do custo que reflecte o comportamento de mercado é, essencialmente, referente aos custos variáveis. No entanto, poderão também representar uma parcela fixa nas *bids* que fazem ao mercado, supondo-se a possibilidade de existir um custo fixo. Esta parcela fixa corresponde a um valor mínimo para quando o custo variável é zero, o que acontece se houver apenas fontes renováveis a produzir.

Desta forma, a relação entre os preços de mercado e os custos de produção será dada pela soma entre uma componente relativa à parcela variável do custo e outra referente a um custo fixo (3.13).

$$PM = CF + b \times CV \tag{3.13}$$

Onde:

- $\boldsymbol{PM}$, Preço do mercado da electricidade num determinado ano *(€/MWh);*
- $\boldsymbol{CF}$, parcela fixa do custo considerada *(€/MWh);*
- $\boldsymbol{b}$, constante a determinar.
- $\boldsymbol{CV}$, parcela variável do custo no ano correspondente *(€/MWh)*

Para determinar essa relação recorre-se ao preço histórico de mercado relativo a 2007-2008, calculado através de uma média ponderada de maneira similar (3.12), para esses anos.

O conjunto de teste considerado será o referente ao ano de 2009, utilizando-se os dados do preço de mercado desse ano presentes até à data.

Tabela 3.5 - Valor médio do preço de mercado para o período compreendido entre 2007 e 2009.

Ano	Preço de Mercado médio (€/MWh)
2007	54,29
2008	71,31
2009	39,33

Numa primeira abordagem procede-se à optimização das duas parcelas do custo recorrendo à ferramenta *Solver* do *M.S. Excel*.

$$2007 \Rightarrow PM_{2007} = CF + b \times CV_{2007}$$

$$2008 \Rightarrow PM_{2008} = CF + b \times CV_{2008} \tag{3.14}$$

De seguida, para estabelecer diversas gamas de comportamento por parte da inclusão dos custos fixos nas *bids* de mercado, estes são fixados, optimizando-se apenas os custos variáveis.

Tabela 3.6 - Valores obtidos para os parâmetros da componente fixa (CF) e a constante da componente do custo variável.

	CF	b
CF optimizado	25,85	1,806
CF Fixo (1)	20	2,078
CF Fixo (2)	10	2,542
CF Fixo (3)	5	2,774

Através da obtenção da afinidade entre o preço de mercado e os custos de produção, torna-se possível a previsão do preço da electricidade.

3.3.8 - Conclusões

Neste capítulo foi possível observar e demonstrar o encadeamento lógico do modelo utilizado. Em cada uma das etapas que o compõem, foi explicitada a metodologia seguida de modo a atingir os objectivos propostos no capítulo I, o preço da electricidade, sujeito a uma

perspectiva de divisão em componente referente aos custos de produção e outra, ao preço da electricidade.

Capítulo 4

Aplicação da Metodologia

4.1 - Introdução

Neste capítulo é aplicada a metodologia descrita no capítulo anterior. O encadeamento processa-se de maneira idêntica, sendo apresentados resultados e análises críticas desses.

Este irá iniciar-se pela aplicação da metodologia para a previsão dos custos de produção do sistema. Para tal, vão ser explicados e escolhidos os cenários de evolução para a potência instalada. Seguidamente, apresentar-se-á a previsão da evolução do consumo por parte da electricidade, a simulação do despacho, evolução dos custos de combustíveis e carbono, até finalmente, na última parte ser abordado o preço da electricidade.

4.2 - Previsão Custos de Produção

A previsão da componente de preços da electricidade relativa aos custos de produção é abordada neste capítulo.

Para tal, a evolução das variáveis que os influenciam são também retratadas para, no final, ser obtida a previsão final dos custos de produção.

4.2.1 - Cenários de evolução da Potência Instalada

O parque produtor Português tem sofrido diversas alterações na sua composição ao longo dos tempos, devido a diferentes políticas e contextos.

No futuro, em linha com a política energética europeia e nacional, é expectável um aumento das energias a partir de fontes renováveis de modo a serem cumpridas metas estabelecidas, tanto pelo Governo Português, como pela União Europeia onde se destaca o "Duas vezes até 2020". A meta nacional é atingir uma cota de produção renovável de 45 % da energia final em 2010[69]. A meta descrita em [70] é de chegar aos 20 % na média de todos

os estados membros.Com estes valores é esperado contrariar o aumento da emissão de gases nocivos para a atmosfera, onde o sector produtor de energia assume o papel de maior emissor, assim como contrariar a forte dependência energética do exterior.

Assumem-se como prioridades na política nacional de energia, o garantir a segurança do abastecimento através da diversificação dos recursos energéticos, assegurar a competitividade entre *players* de mercado e defesa de consumidores e, finalmente, uma redução tanto quanto possível dos impactos ambientais[14].

Seguindo a metodologia descrita no capítulo anterior, elaboram-se dois cenários de evolução temporal das várias tecnologias de produção que estão presentes. O primeiro cenário é caracterizado por um maior optimismo na potência instalada de renovável seguindo, sobretudo, metas estabelecidas pelo Governo Português. O segundo com uma abordagem mais cautelosa acerca da evolução destas, mas com a inclusão de uma central a carvão com capacidade de sequestro e armazenamento de carvão (*CSS*).

4.2.1.1 - Cenários de Potência instalada a partir de Energia Hidroeléctrica

Os primeiros aproveitamentos hídricos instalados em Portugal eram destinados à alimentação de instalações industriais localizadas nas imediações dessas. Pequenas redes isoladas destinadas a alimentar essas instalações bem como iluminação pública e algumas habitações. Eram essencialmente de fio-de-água, representando portanto uma grande instabilidade na produção.

Com o grande esforço de electrificação do país, iniciado nos anos 30-40, houve uma forte aposta estatal nas grandes hídricas, resultando em grandes aproveitamentos de albufeira (Miranda e Picote)[14].

No entanto, esse fulgor de novos aproveitamentos hídricos foi-se perdendo ao longo dos anos, sendo ultrapassada em potência pela térmica convencional. Neste momento, existem 4578 MW de potência instalada no parque electroprodutor português (Tabela 2.1).

Apesar do investimento na energia Hídrica ter abrandado muito, Portugal continua a ser dos países da União Europeia com maior potencial Hídrico por ser explorado, possuindo cerca de 54 % de capacidade não aproveitada.
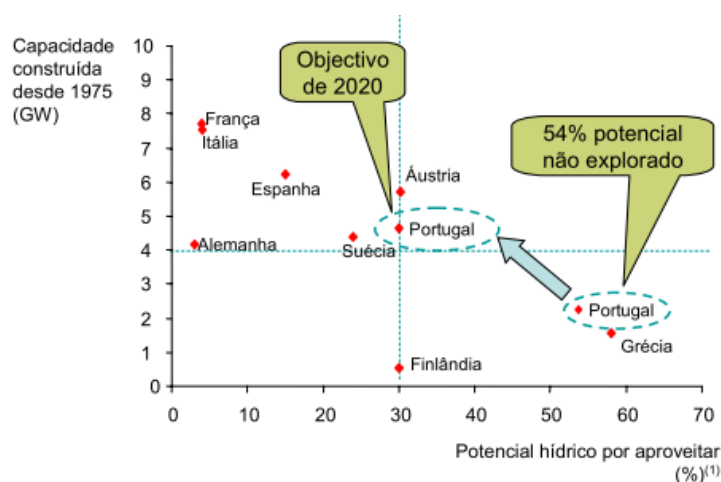
Figura 4.1 - Potencial Hídrico não aproveitado por capacidade construída desde 1975 [69].

Recentemente, com a elaboração do PNBEPH (Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico), pretende-se dar um novo impulso à exploração de energia Hídrica em Portugal e, desta forma, cumprir também objectivos de minoração de emissões de carbono e atingir as metas propostas para as cotas de produção a partir de energias renováveis.

Baseado nesse plano de expansão da hídrica, assim como o potencial que ainda ficará por explorar, foram elaborados cenários sobre a evolução da sua potência instalada.

Cenário P1

Segundo metas estabelecidas pelo Governo Português pretende-se que, em 2010, sejam atingidos 5575 MW de potência instalada através dos reforços de potência das centrais de Bemposta e de Picote[69]. Por outro lado, também numa lógica de complementaridade com o recurso eólico disponível (através da reversibilidade permitida pela bombagem), pretende-se chegar aos 6250 MW até ao ano de 2015, atingindo em 2020 os 7000 MW e, consequentemente, os 70 % de aproveitamento do total do recurso hídrico[14].

Tabela 4.1 - Resumo das metas propostas para o incremento de potência hidroeléctrica.

Energia Hidroeléctrica	Ano	Metas
	2010	5575 MW
	2015	6250 MW
	2020	7000 MW

Consequente à preocupação ambiental que se impõe nos dias de hoje e tendo em consideração que aproveitamentos deste tipo comportam alterações a nível de deposição de

sedimentos, alteração na vida selvagem e, por vezes, movimentação de populações e, ainda avultados investimentos, fazem com que a totalidade de potencial hídrico seja uma meta difícil de atingir.
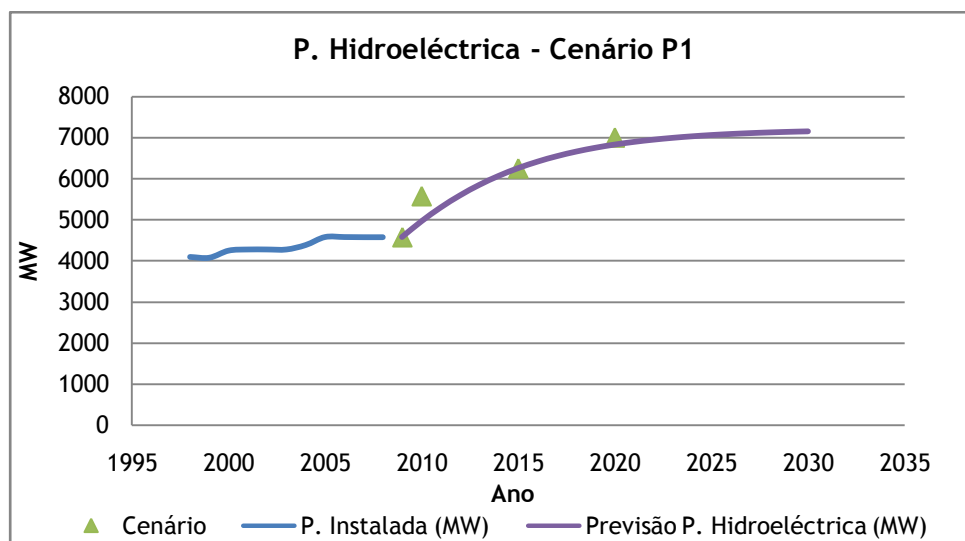
Figura 4.2 - Previsão da Potência Instalada de energia Hidroeléctrica, referente ao Cenário P1 (MW)

Considerando o acabado de enunciar, para o primeiro cenário de evolução da potência instalada, é escolhida uma curva de saturação com o intuito de modelizar a sua evolução até 2030, considerando-se um limite superior máximo de 7200 MW. Devido ao histórico, desde 1998 até 2008, ter experienciado um incremento de potência muito baixo, não descrevendo o forte investimento que haverá nesta área (por razões acabadas de mencionar), a função que indicará o crescimento futuro para a potência da hídrica não será parametrizada através do histórico.

A curva de saturação que descreve a sua evolução (4.1) é parametrizada através de restrições, escolhidas para os anos com correspondentes metas (Tabela 4.1), adicionando a consideração que, em 2009, não existe alteração no incremento de potência da hídrica.

$$P_{hidro_{P1}} = 7200.e^{-6,360x10^{168}e^{-0,1939t}} \qquad (4.1)$$

Onde:

- $\boldsymbol{P_{hidro_{P1}}}$, Previsão da Potência instalada de energia Hidroeléctrica, referente ao cenário P1 (MW)
- $\boldsymbol{t}$, variável independente (Ano).

Cenário P2

No segundo cenário é parte-se do pressuposto que existe uma menor evolução por parte das potências instaladas a partir de fontes de energia renovável, ocorrendo neste caso para a hídrica.

Assim, este é equivalente e modelizado de maneira semelhante ao Cenário P1. No entanto, o limite de saturação é igual à meta proposta para ser atingida em 2015, 6250 MW. Considera-se que satura a partir daí a evolução da potência instalada por parte da energia Hidroeléctrica.
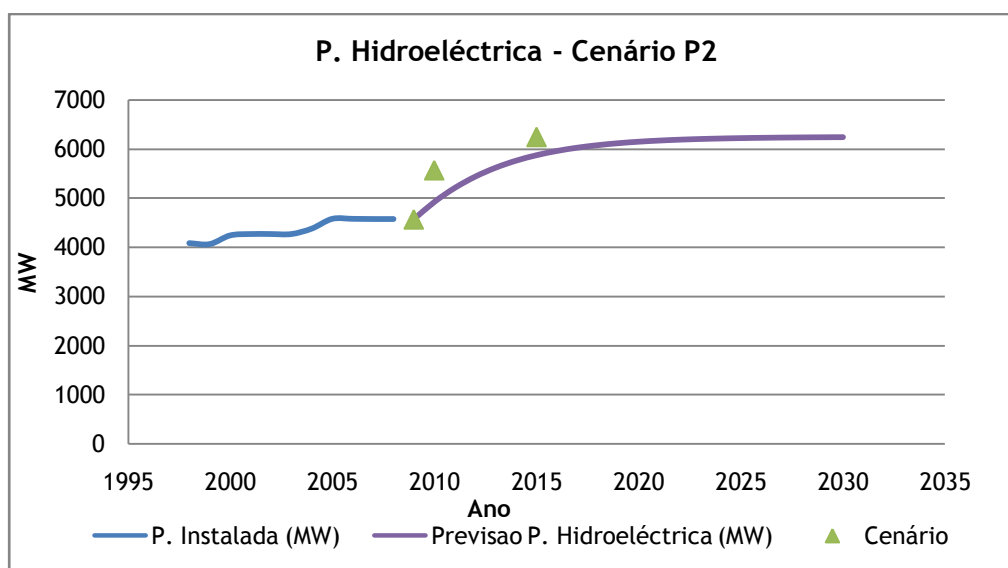
Figura 4.3 - Previsão da Potência Instalada de energia Hidroeléctrica, referente ao Cenário P2 (MW)

$$P_{hidro_{P2}} = 6250. e^{-2,121x10^{235}e^{-0,2703t}} \quad (4.2)$$

Onde:

- $\boldsymbol{P_{hidro_{P2}}}$, Previsão da Potência instalada de energia Hidroeléctrica, referente ao cenário P2 (MW)
- $\boldsymbol{t}$, variável independente (Ano).

A equação que retrata a evolução futura considerada par o cenário P2, encontra-se descrita em (4.2).

4.2.1.2 - Cenários de Potência instalada a partir de PRE Hidroeléctrica

A evolução da potência instalada a partir de aproveitamentos mini-hídricos é de difícil previsão devido à especificidade de cada aproveitamento. Qualquer um apresenta diferentes características entre si.

O facto de estes possuírem uma muito pequena capacidade de armazenamento e, consequentemente, irem produzindo à medida que a água lhes chega (com uma maior

produção no Inverno) fazem com que muitos dos potenciais aproveitamentos para mini-hídricas não sejam viáveis do ponto de vista económico[71].

Outro ponto importante que deve ser enfatizado prende-se com o impacte ambiental que estas centrais possuem proporcionalmente à energia produzida relativamente aos grandes aproveitamentos. Tal deve-se a, usualmente, estarem situados em zonas baixas dos vales, que são mais sensíveis do ponto de vista ambiental[14].

Distrito	*Potência Instalada (kW)*	*Potencial Disponível (kW)*	*Potencial Explorado (%)*
Aveiro	15815	40326,7593	39%
Beja	12800	23393,99877	55%
Braga	52133	71588,74128	73%
Bragança	29377	118214,6596	25%
Castelo Branco	22582	71426,59424	32%
Coimbra	15703	28099,71086	56%
Evora	0	9438,053716	0%
Faro	1325	5091,130323	26%
Guarda	47445	170336,9598	28%
Leiria	50	4459,022509	1%
Lisboa	0	7582,723806	0%
Portalegre	18677	41045,21018	46%
Porto	18607	36508,04611	51%
Santarém	0	11877,84239	0%
Setubal	3720	9061,391292	41%
Viana do Castelo	16300	52970,16762	31%
Vila Real	73451	149491,8796	49%
Viseu	83380	139906,6987	60%

Figura 4.4 - Potencial para instalação de mini-hídrica por distrito, em Portugal [72].

O potencial ainda disponível para a instalação de aproveitamentos mini-hídricos no nosso país cifra-se em cerca de 960 MW (Figura 4.4).

Cenário P.1

Para a elaboração do primeiro cenário elaborado para PRE Hídrica, foi considerado o que foi explanado anteriormente. O facto de possuírem maiores impactes ambientais e acarretarem grandes investimentos que, por vezes, não são economicamente rentáveis, são factores que influenciam grandemente contra a proliferação destes aproveitamentos no futuro.

Assim, é considerado para este cenário que o limite máximo atingido nos próximos trinta anos, não será maior que 50 % relativo ao seu potencial ainda por explorar. Somado aos 379 MW de potência instalada já existente, o tecto máximo estabelecido é de 858 MW.
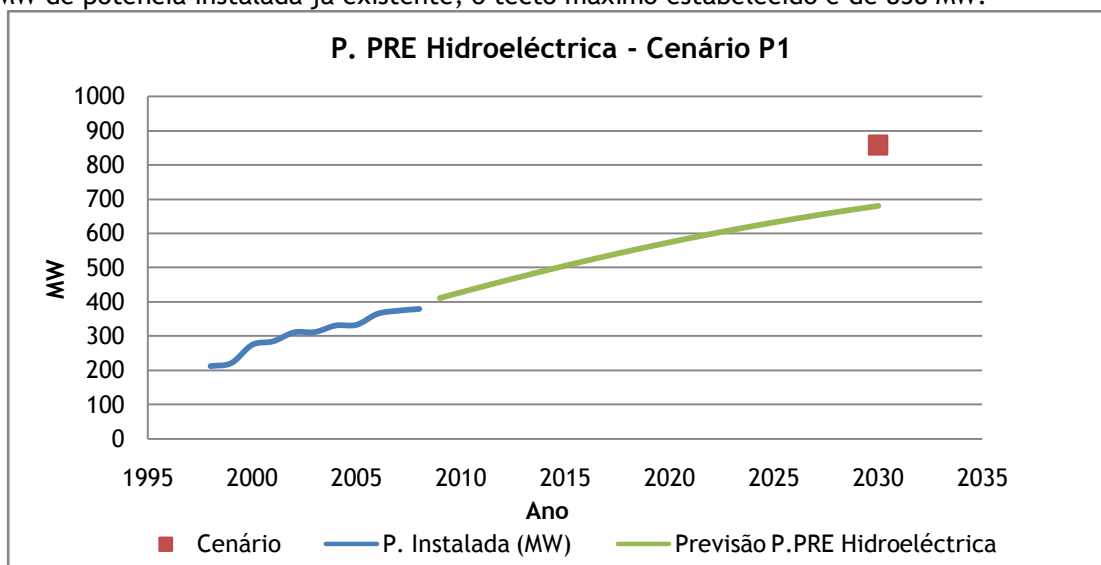
Figura 4.5 - Previsão da Potência Instalada de energia PRE Hidroeléctrica, referente ao Cenário P1 (MW)

De modo a obter a função que modeliza a evolução da potência instalada, é utilizada uma curva de saturação com o limite máximo atrás enunciado. Esta é parametrizada a partir dos dados históricos da potência instalada deste tipo de produção (4.3).

$$P_{PRE\ hidro_{P1}} = 858.e^{-5{,}50229x10^{47}e^{-0{,}05487t}} \tag{4.3}$$

Onde:

- $P_{PRE\ hidro_{P1}}$, Previsão da Potência instalada de energia PRE Hidroeléctrica, referente ao cenário P1 (MW)
- t, Variável independente (Ano).

Cenário P2

O cenário P2, caracterizado por ter um uma visão mais pessimista sobre a evolução futura relativa às renováveis, segue a mesma metodologia, mas com utilização de apenas de 30 % do total ainda disponível. Totaliza assim os 665 MW de potência total que poderá ser alcançada.
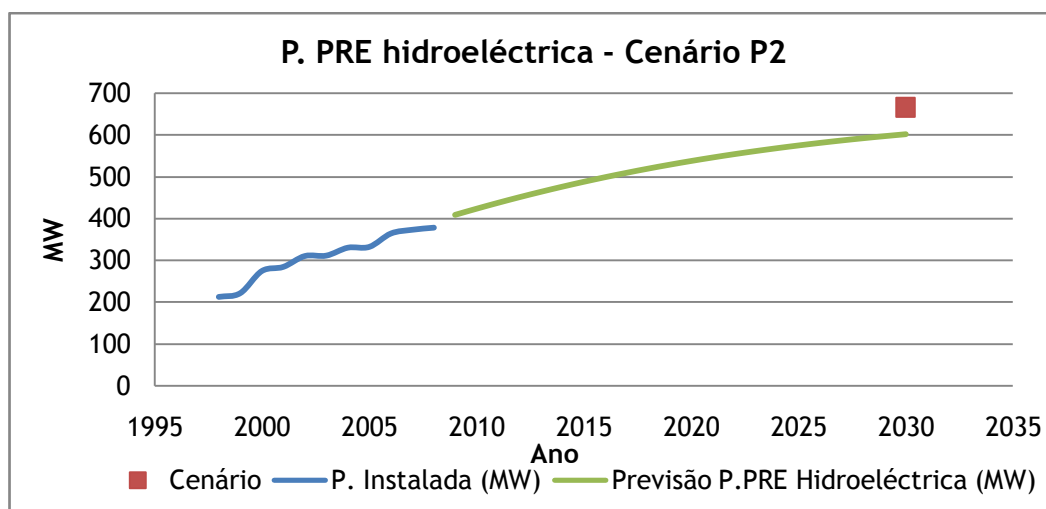
Figura 4.6 - Previsão da Potência Instalada de energia PRE Hidroeléctrica, referente ao Cenário P2 (MW)

$$P_{PRE\ hidro_{P2}} = 665.e^{-2,118x10^{65}e^{-0,07523t}} \quad (4.4)$$

Onde:

- $\boldsymbol{P_{PRE\ hidro_{P2}}}$, Previsão da Potência instalada de energia PRE Hidroeléctrica, referente ao cenário P2 (MW)
- $\boldsymbol{t}$, variável independente (Ano).

É obtida a função que explica o desenvolvimento, até 2030, da potência instalada a partir de PRE Hidroeléctrica, através da parametrização dos dados históricos numa curva de saturação (4.4).

4.2.1.3 - Cenários de Potência instalada a partir de Energia a Fuel e Gás

A colocação destes dois tipos de centrais electroprodutoras na mesma secção deve-se à relação existente entre a evolução de potência instalada de ambas.

Consequente aos preços altos do petróleo, nos últimos anos, trouxe um decréscimo na potência instalada de centrais a Fuel, além de resultar numa fraca utilização para a produção final.

Paralelamente a este facto, o aumento de centrais CCGT tem vindo a contribuir para um crescimento da sua potência instalada e respectiva importância no ciclo produtor, em detrimento das anteriormente referidas. Tal deve-se ao custo associado ao combustível utilizado para produção de energia ser menor (gás) e ao facto do rendimento obtido a partir das centrais modernas CCGT ser muito superior às do FUEL, conseguindo cerca de 55 %[73]. De referir que o seu baixo custo de investimento é, também, uma condição que joga a favor deste tipo de tecnologia.

Outro aspecto importante a ser mencionado relaciona-se com a redução média das emissões de carbono que a utilização das centrais CCGT trazem, em detrimento da utilização das centrais a FUEL, com mais emissões por unidade de energia produzida.

Em Portugal, espera-se que as centrais CCGT representem cerca de 30% da capacidade total do parque produtor em 2010[69], onde terão importância, na sua maior parte, em cobrir a ponta do diagrama de cargas visto serem centrais com uma capacidade muito rápida de entrada ao serviço. Estima-se que a potência instalada neste tipo de centrais vai representar uma poupança anual de 1.9 (Mton/ano) em emissões de carbono em Portugal, contribuindo para o cumprimento de metas impostas pelo Protocolo de Quioto[74].

Após estas considerações, apresentam-se seguidamente os cenários para a previsão da evolução de potência instalada destes dois tipos de produção eléctrica.

4.2.1.3.1 - Gás

Cenário P1

Foram licenciados mais 3200 MW de potência para novas centrais CCGT com entrada prevista em funcionamento em 2010[14, 69]. Considera-se que todas entram ao serviço na meta prevista.

Tabela 4.2 - Meta nacional para o incremento de potência até ao ano de 2010.

Gás	Ano	Meta
	2010	5366 MW
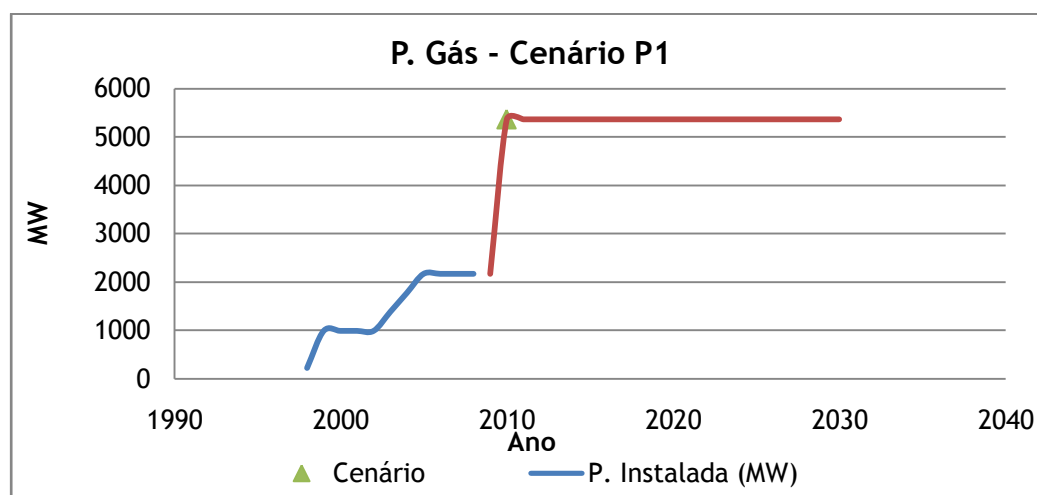
Figura 4.7 - Previsão da Potência Instalada de energia a Gás, referente ao Cenário P.1 (MW).

Tal representará numa potência total instalada de 5366 MW a partir de 2010. Crê-se que, até 2030, não existirão mais incrementos de potência de Gás, fruto do investimento no

aumento de potência nas energias renováveis. Este manter-se-á constante ao longo do horizonte temporal da previsão definido.

Cenário P2

Devido à crise económica mundial dois dos projectos, de quatro inicialmente adjudicados, ainda não arrancaram. Um deles, adjudicado à Iberdrola correrá mesmo o risco de perder a licença segundo [75]. O adoptado para este cenário é a antevisão correspondente à central da Figueira da Foz pertencente à Iberdrola não ir para a frente, ficando 800 MW abaixo das metas estabelecidas. Tal corresponde num incremento de cerca de 2400 MW, em contraste com a meta anteriormente prevista de 3200 MW.

Assim, o método utilizado para a elaboração do segundo cenário corresponde a uma parametrização através de uma curva de saturação, segundo o historial de evolução da potência instalada do Gás. Esta terá um termo máximo 4566 MW em 2030, obtido a partir dos 2166 MW que já existiam, somados a esta nova potência expectável de ser instalada. A curva de saturação é adoptada de forma a modelizar atrasos próprios de construção e outros, como ampliação do horizonte temporal das metas. Segundo [75] a central adjudicada à Galp em Sines, até à data, ainda não tinha entrado em fase de construção.
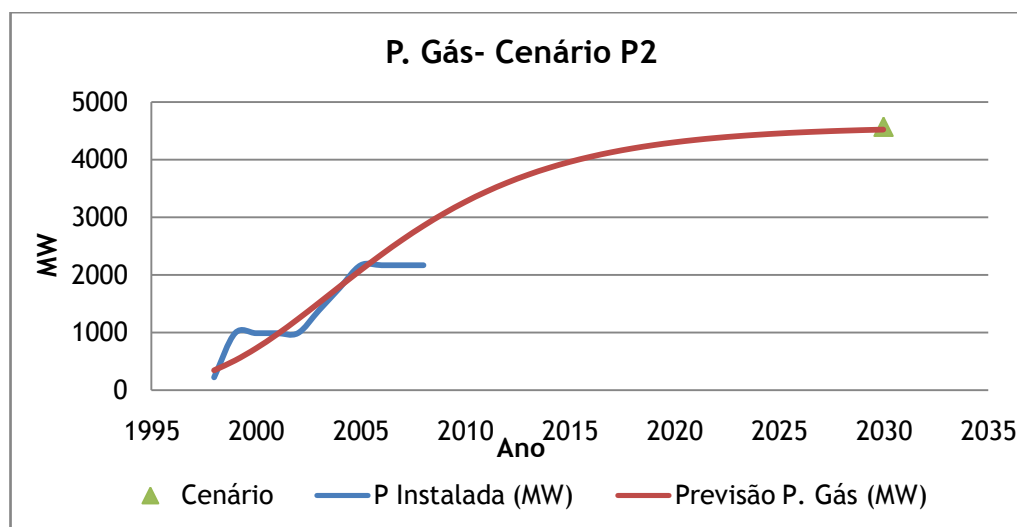
Figura 4.8 - Previsão da Potência Instalada de energia a Gás, referente ao Cenário P2 (MW).

$$P_{Gas_{P2}} = 4566.\, e^{-1{,}0214x10^{148}e^{-0{,}17t}} \quad (4.5)$$

Onde:

- $\boldsymbol{P}_{Gas_{P2}}$, Previsão da Potência instalada de energia a Gás, referente ao cenário P2 (MW)
- $\boldsymbol{t}$, variável independente (Ano).

A função que representa o gráfico da Figura 4.8, encontra-se em (4.5).

4.2.1.3.2 - Fuel

Cenário P1

Fruto do incremento de potência por parte do ciclo combinado e a vontade demonstrada na substituição deste tipo de centrais por centrais de ciclo combinado a gás[69], mais amigas do ambiente, mais eficientes e com custos baixos de investimento, foi considerado que até 2015 a potência instalada total seria de 0 MW.

Este cenário foi considerado não só devido aos altos custos de produção destas centrais, mas também à baixa percentagem de produção que ocupa hoje em dia no diagrama de cargas (cerca de 4%).
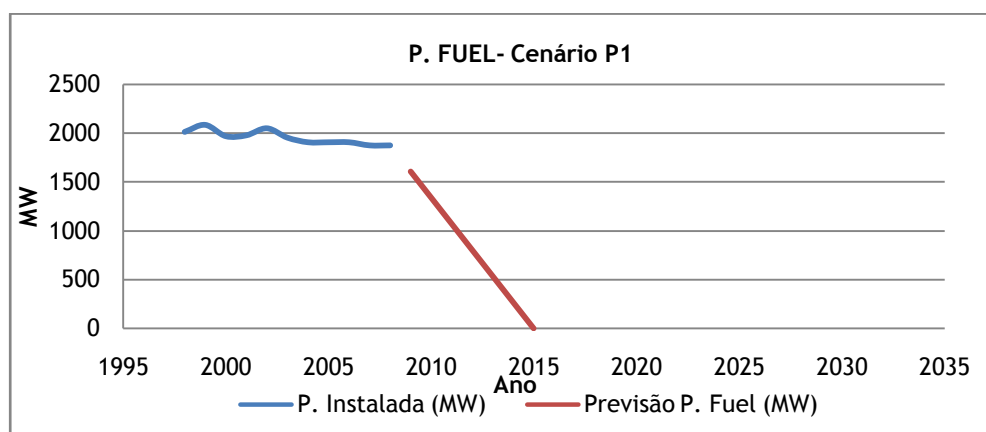
Figura 4.9 - Previsão da Potência Instalada de energia a Fuel, referente ao Cenário P1 (MW).

$$P_{Fuel_{P1}} = -268t + 540308 \quad (4.6)$$

Onde:

- $P_{Fuel_{P1}}$, previsão da potência instalada de energia a Fuel (MW);
- t, variável independente (Ano).

Cenário P2

O presente cenário é elaborado a partir da relação existente entre a evolução temporal das duas potências (Figura 4.10). Como se pode ver, existe uma relação linear entre as duas variáveis. Assim, executa-se uma regressão linear em que a variável dependente é o FUEL e, a variável independente, o Gás. A partir daí, determina-se a futura potência do gás. De sublinhar que o desenvolvimento futuro do Gás é considerado segundo o cenário MW1, de acordo com as metas estabelecidas em [69].
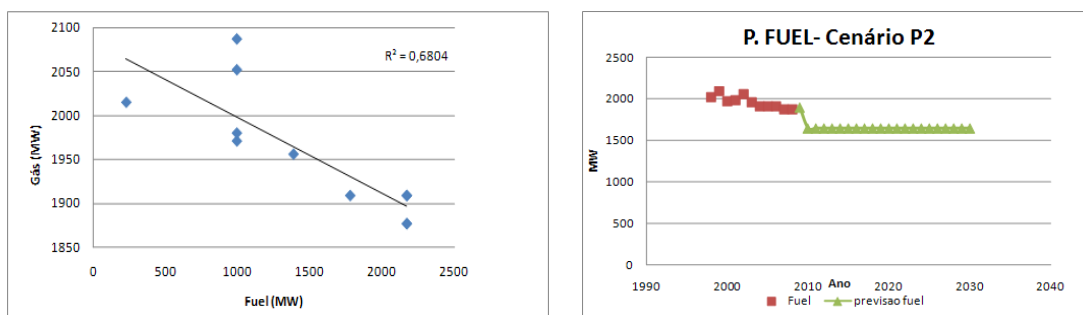
Figura 4.10 - Relação linear entre as duas potências instalada (esquerda);
Previsão da Potência Instalada de energia a Fuel, referente ao Cenário P2 (MW) (direita).

$$P_{Fuel_{P2}} = -0{,}0866 \times P_{Gas_{P1}} + 2084{,}4 \quad (4.7)$$

Onde:

- $\boldsymbol{P_{Fuel_{P2}}}$, Previsão da Potência instalada de energia a Fuel, referente ao cenário P2 (MW);
- $\boldsymbol{P_{Gas_{P1}}}$, Previsão da Potência instalada de energia a Gás, referente ao cenário P1 (MW).

4.2.1.4 - Cenários de Potência instalada a partir de Energia Eólica

Portugal tem apostado fortemente nas energias renováveis nos últimos anos, com um particular destaque para a Energia Eólica.

A evolução tem sido exponencial desde que foram implementadas medidas de renumeração especial a este tipo de aproveitamento energético, tornando este num investimento apetecível. (Decretos-Leis n.o 312/2001). Este aumento esteve também associado a um grande desenvolvimento na potência de cada aerogerador (Figura 4.11).
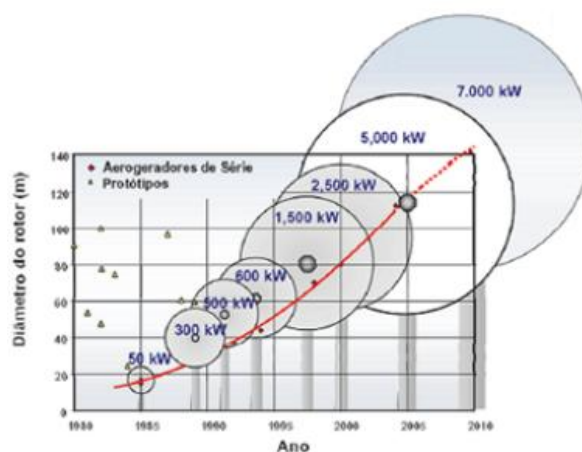
Figura 4.11 - Evolução, ao longo dos tempos, do desenvolvimento de potência nos aerogeradores.

À medida que existe um incremento de potência deste tipo de aproveitamentos, aparece um problema inerente de regulação do sistema eléctrico. Dado o carácter intermitente deste

tipo de recurso, impõe-se a existência de uma grande reserva girante que faça face a variações rápidas por parte da carga. Essa reserva, com a adjudicação das centrais CCGT com uma capacidade de entrada ao serviço quase imediata, em funcionamento em 2010, vai permitir dispor dessa potência que suportará um aumento por parte da potência eólica instalada.

Por outro lado, visto não existir nenhum modo económico de armazenagem de electricidade, torna-se necessária a existência de uma complementaridade com aproveitamentos hídricos que possuam bombagem, de modo a aproveitar o excedente de energia nas horas de vazio. Segundo [14], o rácio ideal em Portugal para a complementaridade entre potência de bombagem e potência de eólica instalada situar-se-ia por volta e 1 MW de bombagem por cada 3,5 MW de eólica instalada.

A elaboração do PNBEPH e respectivo incremento de potência que significa em aproveitamentos hídricos de natureza reversível terá também como objectivo, não só explorar o potencial hídrico, mas também visa poder suportar um aumento de potência eólica suportado pelo aumento da capacidade de armazenagem de água. O crescimento por parte da capacidade de potência da bombagem vai implicar um aumento de potencial para a instalação de eólica no país.

Cenário P1

Com o aumento por parte da potência instalada em bombagem, devido ao Programa Nacional de Barragens, existe uma margem maior para continuar a incrementar energia eólica. Por outro lado, o aumento da potência girante com a capacidade que as centrais rápidas CCGT vão trazer ao sistema, fazem com que todas as condições estejam reunidas para um aumento de potência na eólica no longo prazo.
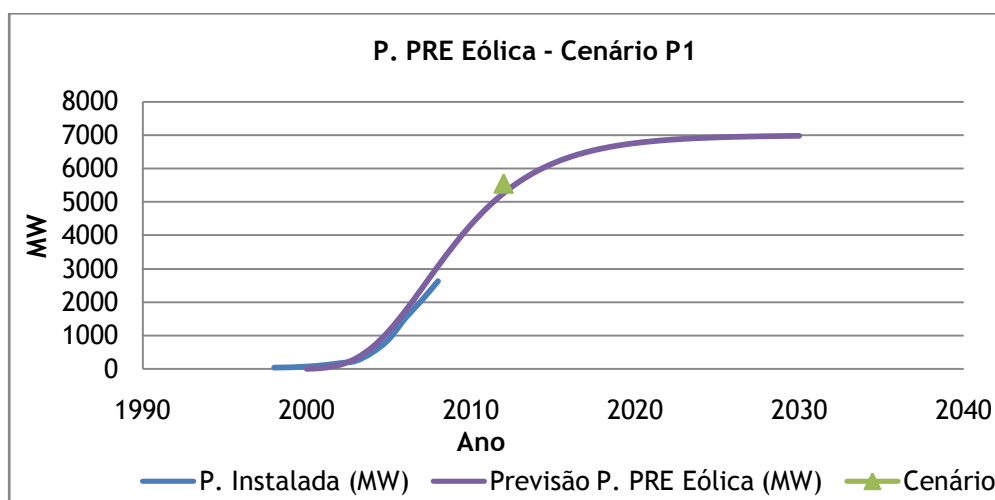
Figura 4.12 - Previsão da Potência Instalada de energia eólica, referente ao Cenário P1 (MW).

Face à grande propagação por parte da potência instalada a partir de eólica no nosso país, os sítios que são mais propícios à sua exploração estão todos utilizados. Assim, Portugal aproxima-se do ponto de saturação *onshore* da instalação de energia. Por essa razão, foi considerado uma curva de saturação com limite máximo de instalação em 7000 MW, parametrizando-a a partir do historial de crescimento desta e sujeita à restrição da meta de 5700 MW em 2012 presente em [14, 69].

$$P_{PRE\ eólica_{P1}} = 7000.\, e^{-6{,}487x10^{230} e^{-0{,}264t}} \quad (4.8)$$

Onde:

- $\boldsymbol{P_{eólica_{P1}}}$, Previsão da Potência instalada de energia eólica, referente ao cenário MW1 (MW);
- $\boldsymbol{t}$, variável independente (Ano).

Cenário P2

Como o segundo cenário de potência instalada trata-se de um onde a instalação por parte das renováveis é mais pessimista, considera-se um limite superior máximo de instalação de energia eólica, o valor de 6500 MW.
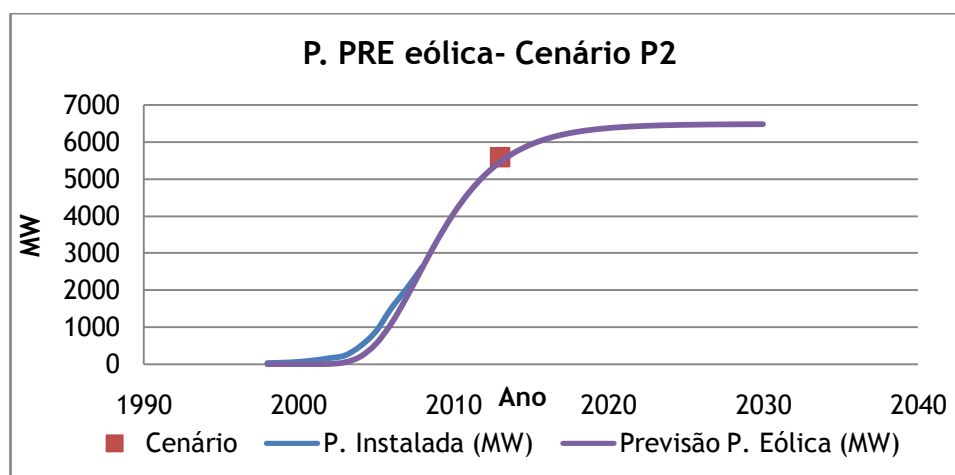
Figura 4.13 - Previsão da Potência Instalada de energia eólica, referente ao Cenário P2 (MW).

A curva é parametrizada de forma semelhante à descrita anteriormente, utilizando uma curva de saturação. (4.9)

$$P_{PRE\ eólica_{P2}} = 6500.\, e^{-4{,}01x10^{289} e^{-0{,}332t}} \quad (4.9)$$

Onde:

- $\boldsymbol{P_{eólica_{P2}}}$, Previsão da Potência instalada de energia eólica, referente ao cenário P2 (MW);
- $\boldsymbol{t}$, variável independente (Ano).

4.2.1.5 - Cenários de Potência instalada a partir de Energia a carvão

No presente, existem duas centrais em Portugal que utilizam como combustível o carvão. Estas centrais são as de Sines e do Pêgo e totalizam 1776 MW de potência instalada.

O descomissionamento de todas as centrais térmicas a carvão é pouco expectável, mesmo com um grande incremento de energia a partir de fontes renováveis. O facto de o carvão ser um combustível relativamente barato e abundante na terra, certamente não deixará que este deixe de desempenhar uma função vital no sistema electroprodutor.

A União Europeia tem como objectivo a instalação de unidades piloto com capacidade de captura e armazenamento, de modo a tornar esta tecnologia economicamente viável por volta do ano 2020[76].

Cenário P1

Para este tipo de tecnologia considera-se que se manterá constante ao longo do tempo, até 2030. Como são centrais de base muito importantes para o sistema, não possuindo a desvantagem da volatilidade dos preços do petróleo e do gás, fazem com que este cenário tenha sido considerado.
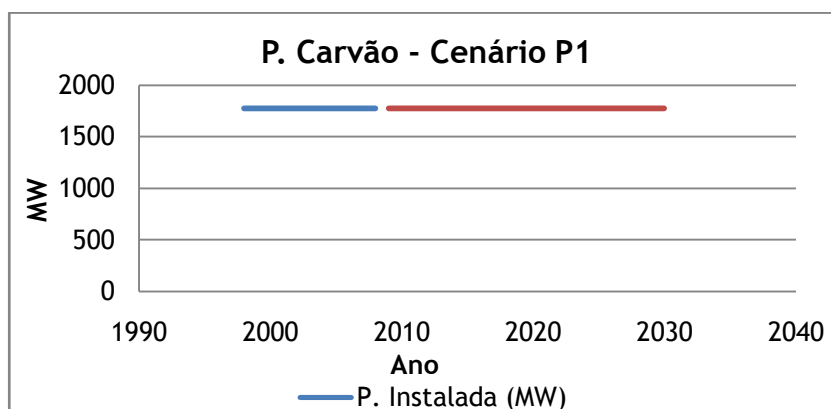
Figura 4.14 - Previsão da Potência Instalada de energia a carvão, referente ao Cenário P1 (MW).

Cenário P2

Neste cenário foi considerada uma descida para apenas uma central com a capacidade de 800 MW, a partir de 2020 com sequestro e armazenamento de carvão (*CCS*)

Como existe uma intenção tanto por parte da União Europeia [70], como por parte do Governo Português [69] em implementar centrais que sejam livres de emissões de carbono, poderá dar-se o caso de ser construída uma central de captura e armazenamento de carbono em Portugal. A influência que essa central trará para o sistema, será abordada mais à frente.
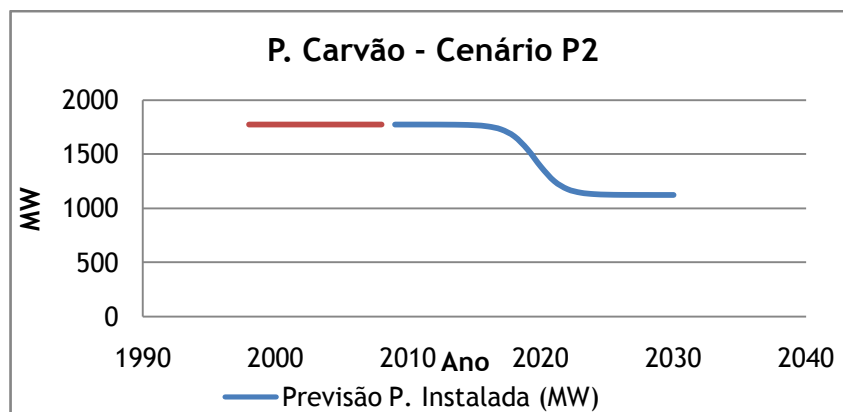
Figura 4.15 - Previsão da Potência Instalada de energia a carvão, referente ao Cenário P2 (MW).

$$P_{carvão_{P1}} = 1776 - \frac{(1776-800)}{(1+e^{(-(t-2020)\times 1,5})} \quad (4.10)$$

Onde:

- $P_{carvão_{P1}}$, Previsão da Potência instalada de energia a carvão, referente ao cenário P2 (MW);
- t, variável independente (Ano).

A curva que caracteriza a evolução de potência do carvão está presente em (4.10).

4.2.1.6 - Cenários de Potência instalada a partir de Energia a PRE Térmica

A PRE Térmica engloba várias unidades produtoras, como já foi mencionado no capítulo anterior. Presentemente, encontram-se algumas barreiras que podem impedir a proliferação da instalação de grandes centrais a biomassa. Estas prendem-se, essencialmente, com a inexistência de um mercado de resíduos, a falta de mão-de-obra nos meios rurais e os grandes custos associados ao transporte e recolha da biomassa.

Cenário P1

Para a construção do cenário 1, existem algumas metas importantes a reter. Em 2010 é pretendido o incremento de potência em biomassa, na ordem dos 100 MW e, em 2012, com uma central a biogás correspondente a 100 MW.
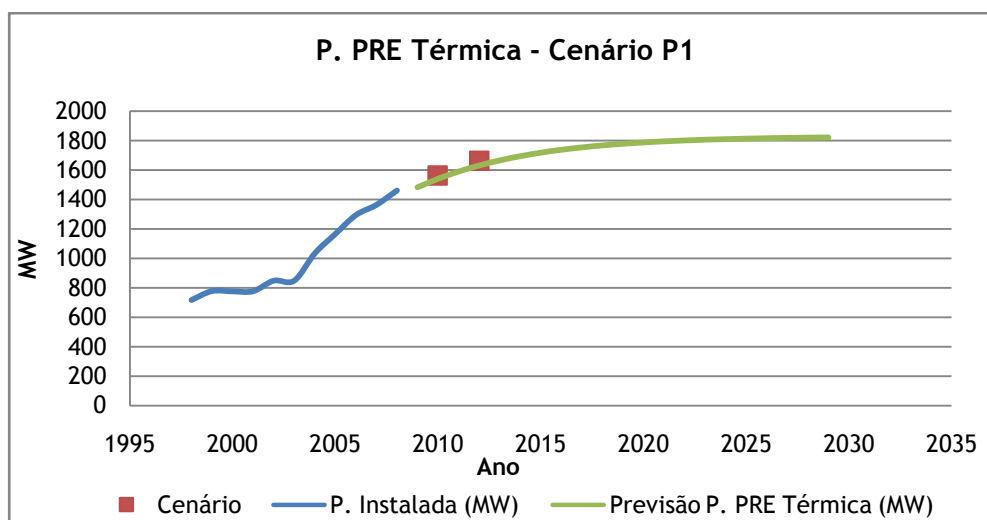
Figura 4.16 - Previsão da Potência Instalada de energia PRE térmica, referente ao Cenário P1 (MW).

A evolução da potência instalada por parte da PRE térmica foi, novamente, parametrizada através de uma curva de saturação recorrendo ao histórico e metas enunciadas anteriormente. O limite superior corresponde aos 150 MW, que correspondeu a um aumento na meta com o objectivo da criação de uma rede descentralizada de 15 novas centrais [69].

$$P_{PRE\ térmica_{P1}} = 1830.\, e^{-4{,}31x10^{175}e^{-0{,}202t}} \quad (4.11)$$

Onde:

- $\boldsymbol{P_{PRE\ térmica_{P1}}}$, Previsão da Potência instalada de energia PRE térmica, referente ao cenário P1 (MW);
- $\boldsymbol{t}$, variável independente (Ano).

Cenário P2

Para a obtenção do segundo cenário, foi utilizada a mesma metodologia. Através de uma curva de saturação, com restrições equivalentes, para um limite superior de 1750 MW. Menor que o anterior.
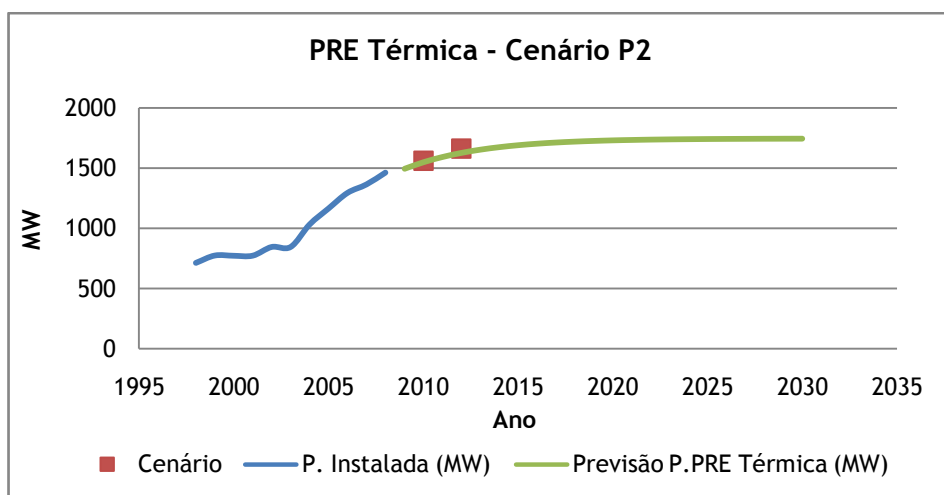
Figura 4.17 - Previsão da Potência Instalada de energia PRE térmica, referente ao Cenário P2 (MW).

$$P_{PRE\ térmica_{P2}} = 1750.\,e^{-5{,}74x10^{227}e^{-0{,}262t}} \qquad (4.11)$$

Onde:

- $P_{PRE\ térmica_{P2}}$, Previsão da Potência instalada de energia PRE térmica, referente ao cenário P2 (MW);
- t, variável independente (Ano).

4.2.1.7 - Cenários de Potência instalada a partir de Energia PRE FV

Na actualidade, as formas mas usuais de aproveitamento de energia Solar são através do uso de concentração fotovoltaica (CPV – *concentrating photovoltaic arrays*), centralizados e através de painéis FV instalados em edifícios comerciais ou Residenciais (produção dispersa – microgeração).

Figura 4.18 - Utilização das tecnologias que usam o recurso solar para a produção de energia[77].

Ao longo dos anos, o crescimento da potência instalada deste recurso tem sido enorme. Tem existido por parte das autoridades competentes uma aposta clara neste tipo de energia,

como na micro-geração, onde a nova legislação (Decreto -Lei nº363/2007 de 2 de Novembro), estabelece o regime jurídico aplicável à produção de energia por intermédio de unidades de micro-produção. Assim como a entrega e análise do projecto são substituídas pela criação de uma base de dados, encurtando o procedimento. Foi criado um Sistema de Registo da Microprodução (SRM) que constitui uma plataforma electrónica de interacção com os produtores, o qual é necessário para se exercer a actividade a actividade.

Paralelamente, houve a aposta em produção centralizada, como disso são exemplos o caso da central de Amareleja com 47 MW de potência instalada e a central de Olva com 2 MW de potência instalados.

Em termos de recurso solar, Portugal tem dos melhores índices Europeus. Tal implica um valor acrescido numa maior aposta futura neste tipo de tecnologia, fazendo com que se preveja um aumento de potência instalada nos próximos anos.

Cenário P1

As metas que Portugal se propõe a atingir, segundo [69], correspondem a um incremento de 150 MW em 2010 através da instalação de microgeração.
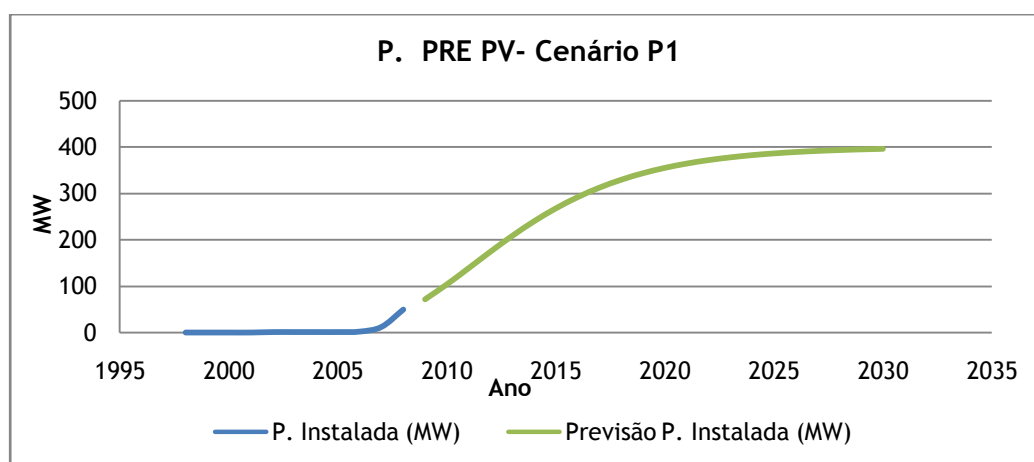
Figura 4.19 - Previsão da Potência Instalada de energia PRE FV, referente ao Cenário P1 (MW).

Através de uma curva de saturação (4.12), parametrizada a partir do histórico de potência instalada, com um limite máximo de 400 MW, visto Portugal ser um país com boas condições para a exploração deste tipo de recurso e os novos impulsos legislativos dados nesse sentido, obtém-se a equação que dá a evolução da potência.

$$P_{PRE\ FV_{P1}} = 400.\,e^{-1{,}4x10^{211}e^{-0{,}242t}} \tag{4.12}$$

Onde:

- $\boldsymbol{P_{PRE\,FV_{P1}}}$, Previsão da Potência instalada de energia PRE FV, referente ao cenário P1 (MW);
- $\boldsymbol{t}$, variável independente (Ano).

Cenário P2

Para o cenário P2 é considerado um processo semelhante ao anterior, excepto o limite superior, que é menor. Este é de 300 MW, em linha com a menor potência instalada por parte de fontes renováveis para este cenário.
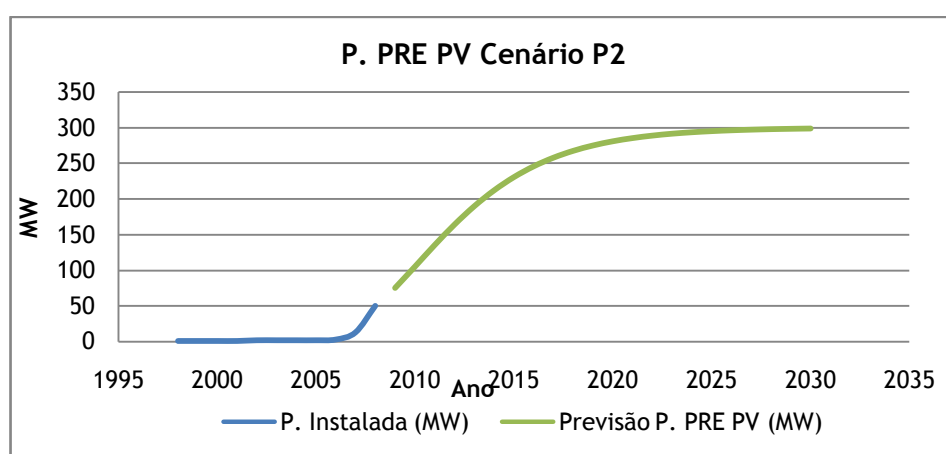
Figura 4.20 - Previsão da Potência Instalada de energia PRE FV, referente ao Cenário P2 (MW).

$$P_{PRE\,FV_{P2}} = 300.\,e^{-3{,}2x10^{241}e^{-0{,}272t}} \tag{4.13}$$

Onde:

- $\boldsymbol{P_{PRE\,FV_{P2}}}$, Previsão da Potência instalada de energia PRE FV, referente ao cenário P2 (MW);
- $\boldsymbol{t}$, variável independente (Ano).

A curva que caracteriza a evolução da potência instalada PRE FV é dada por (4.13).

4.2.2 - Previsão da evolução do Consumo

O PIB é o indicador mais importante na medida da riqueza de um país. Por análise da Figura 4.21 é notório que Portugal despende mais dinheiro do que os restantes parceiros Europeus por cada milhão produzido. Retira-se assim uma possível vantagem competitiva, visto Portugal necessitar de mais fundos que os restantes parceiros para produção de energia. Extrai-se assim capital que poderia ser utilizado para investir noutros vectores da economia. No entanto, e recorrendo novamente Figura 4.21, verifica-se em 2007 uma tendência de convergência.
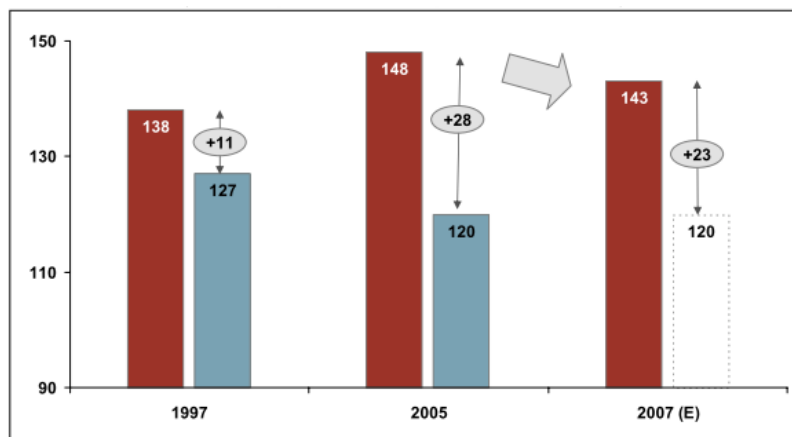
Figura 4.21 - Intensidade energética de Portugal (a vermelho) e média Europeia (EU-27) (toe por milhão de euros de PIB)[78]

O crescimento económico deverá ser feito de um modo sustentado com uma gestão de energia eficiente para, idealmente, crescer economicamente acompanhado de um decréscimo por parte do consumo energético. Existia no passado, em Portugal, uma tendência por parte do consumo energético no sentido de uma variação maior relativamente à do PIB. Este facto tem vindo a mudar nos últimos anos onde, por um lado, a desaceleração da economia e o aumento dos preços do petróleo contribuíram muito para este abrandamento e, por outro, o delinear de estratégias e planos concertados para uma maior eficiência energética. Entre estes, assumem-se com particular destaque o Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética e, a nível Europeu, o "Duas vezes 20 até 2020".

De acordo com a metodologia descrita no capítulo precedente, são elaborados três cenários para a previsão da evolução do consumo até 2030.

4.2.2.1 - Cenários 1.a e 1.b

A UE depara-se com um problema crescente de dependência energética relativamente ao exterior sendo que, se nada for feito, essa mudará de 50% para 65% em 2030[76]. Crises como o corte do abastecimento de gás natural por parte da Rússia à União Europeia, no final do ano de 2008, vêm acrescer as preocupações e aumentar a consciência de uma necessidade de uma maior eficiência energética que leva ao decréscimo do consumo.

Realça-se a necessidade, no plano "duas 20 vezes até 2020", dos diferentes estados membros não terem apenas em mente o ano de 2020, mas tomarem decisões e apostando no desenvolvimento tecnológico para continuar essa tendência de redução até ao ano de 2050[70].

Tomando como exemplo o sector Residencial e Serviços, cujo consumo tem crescido acima da média europeia[69], urge medidas concretas que estão a ser tomadas com vista a uma poupança energética, visando uma minoração do impacto que o aumento do custo de

energia terá nos consumidores. A título de exemplo, enumeram-se algumas destas medidas presentes em [78]:

- Sistema de eficiência energética nos edifícios;
- Programa Renove Casa e Escritório;
- Renováveis na hora e Programa Solar;
- Incentivos à criação de ESCOs.

O sector da indústria figura-se como um consumidor com grande parte da fatia total. Assim, no Plano de Acção Eficiência Energética, foi também criado o programa: Sistema de eficiência Energética na Indústria" com o objectivo de reduzir em 8% o consumo da indústria transformadora e criação do sistema de Gestão de Consumos intensivos com alargamento a médias empresas[78].

Cenário 1.a

Apoiado nas metas de [78] e de [70], considera-se que essas são cumpridas e, de seguida, existe uma estabilização no consumo. Dado o novo paradigma imposto por estas novas mudanças, a previsão não pode ser tanto baseada em dados históricos, mas sim em estudar o efeito que as novas metas impostas terão na tendência do consumo futuro.

A meta que transparece do Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética relativamente ao consumo consiste em conquistar uma redução de 10 %, relativo ao valor de 2008, no consumo energético[78].

Relativamente ao plano elaborado e assinado pela União Europeia refere-se, entre outros, o objectivo de alcançar em 2020, 20 % do consumo através de medidas que maximizem a eficiência energética[70]. Este objectivo delineado apoiado em medidas como a substituição de lâmpadas incandescentes por Leds, eliminação de tempos de "standby" dos aparelhos consumidores de electricidade, mudança de motores de relutância para motores com ímanes permanente, entre outras medidas, segundo [79] aponta para um potencial de 22% de poupança em 2020 para a União Europeia.
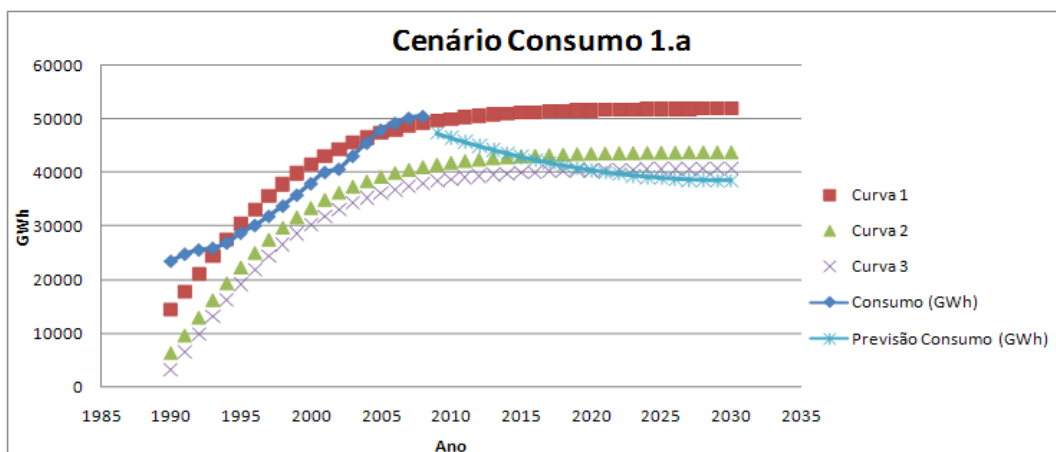
Figura 4.22 - Previsão do consumo referente ao cenário 1.a do consumo (GWh)

A obtenção da previsão do consumo para o cenário 1.a (Figura 4.22) obtém-se através de uma função polinomial de segundo grau.

A curva de saturação nº 1 (Figura 4.22) representa a estabilização do consumo e constitui uma restrição superior da previsão que foi elaborada. Esta foi parametrizada a partir do histórico do consumo utilizando o Método dos Mínimos Quadrados (4.14). A curva de saturação nº 2 representa a meta descrita de 10% do consumo no plano de acção. Esta é obtida a partir da curva de saturação nº 1 através de uma translação segundo o eixo dependente.

$$Curva_1 = 52000. e^{-3{,}6x10^{150}e^{-0{,}1741t}} \qquad (4.14)$$

Onde:

- t, é a variável independente, Ano;
- $Curva_1$, é a curva de saturação nº1, parametrizada a partir do histórico do consumo.

Finalmente, a curva de saturação nº 3 refere-se à meta de 2020 (20% de diminuição no consumo até 2020), sendo obtida de maneira similar à anterior, a partir de uma translação relativa ao eixo da variável dependente.

Assim, recorrendo à ferramenta *Solver* do *M.S. Excel*, os parâmetros da função polinomial de segundo grau são estimados sendo sujeita às seguintes restrições:

- Em 2015 o consumo será igual a 10% do consumo verificado em 2008;
- Em 2020 o consumo será igual a 20% do consumo verificado em 2008;
- Desde 2009 - 2030 o limite superior terá de ser menor que a curva de saturação nº 1;
- De 2009-2015 o limite inferior será a curva de saturação nº 2;
- De 2015-2020 os limites, inferior e superior serão, entre as curvas de saturação nº 3, nº 2, respectivamente;
- De 2020 a 2030 o limite superior será imposto pela curva de saturação nº3.

A partir da descrição enumerada atrás, a previsão do consumo é aproximada por uma função polinomial de segundo grau para o período entre 2009 e 2030 (4.15).

$$Consumo_{cen1.a} = 21{,}07.(Ano)^2 - 85533{,}3.(Ano) + 86833451 \quad (4.15)$$

Onde:

- $\boldsymbol{Ano}$, é a variável independente, Ano.
- $\boldsymbol{Consumo_{cen1.a}}$, é a previsão do consumo para o cenário 1.a (GWh)

Cenário 1.b

Este cenário é equivalente Cenário 1.a. A sua diferença reside, baseado em [70], no objectivo de se chegar ao consumo de 1990 por volta do ano 2050.
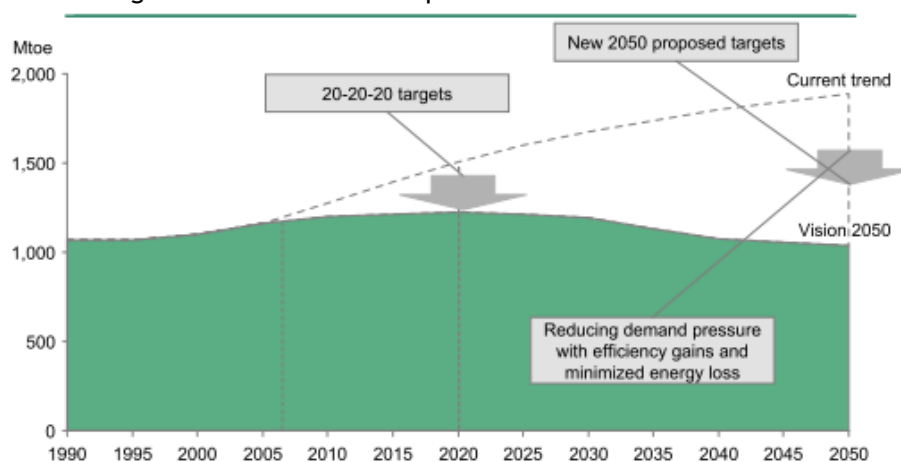
Figura 4.23 - Objectivos de redução do consumo consideradas no plano "duas vezes até 2020"[80]

O processo de obtenção da função que define a previsão do consumo para o horizonte temporal definido é equivalente. É, no entanto, adicionada a restrição de, no ano 2050, o consumo ter um valor equivalente ao de 1990 (4.16).

$$Consumo_{cen1.b} = -1{,}66.(Ano)^2 + 6192{,}36.(Ano) - 5694644 \quad (4.16)$$

Onde:

- $\boldsymbol{Ano}$, é a variável independente, Ano.
- $\boldsymbol{Consumo_{cen1.b}}$, é a previsão do consumo para o cenário 1.b *(GWh)*
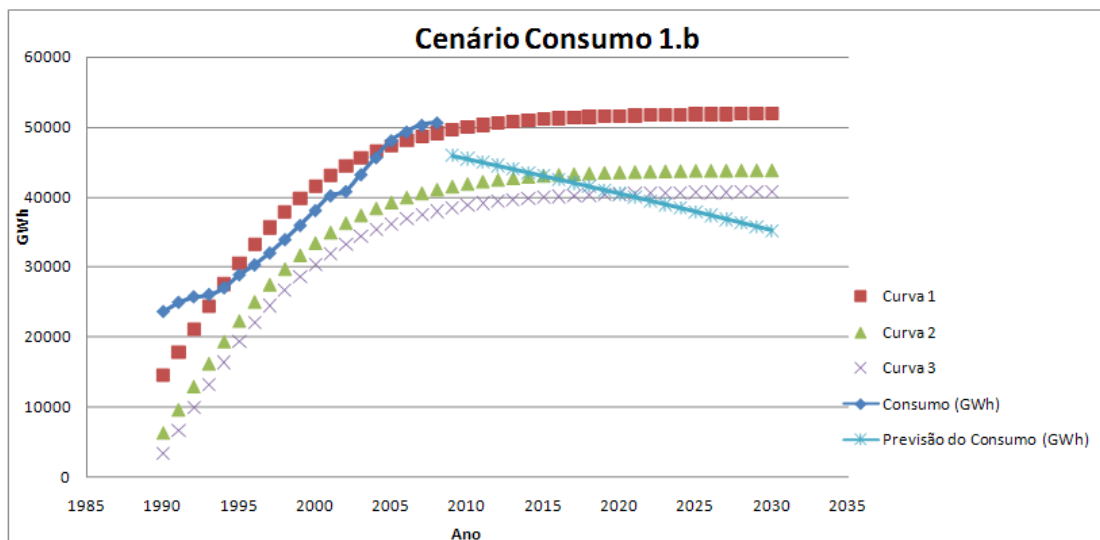
Figura 4.24 - Previsão do consumo referente ao cenário 1.b do consumo (GWh)

4.2.2.2 - Cenário 2.

Na união Europeia o consumo tem subido a uma média de 1,71 % desde 1990-2005, impulsionado na sua maioria pelo crescimento da área residencial e dos serviços, sendo o crescimento do consumo por parte da industrial muito menor (Figura 4.25).

O último cenário incluído para a previsão do consumo, não inclui a legislação aprovada pela União Europeia relativa à Directiva sobre o uso final da energia e eficiência de energia, nem tão pouco assegura o cumprimento do Protocolo de Quioto e as metas definidas Pós-Quioto em 2007, pelo Conselho Europeu. Assume-se que tudo continuará com a tendência que se verificou no passado. Um contínuo crescimento por parte do consumo da electricidade.

Segundo a conjuntura actual e a legislação já aprovada, será extremamente improvável que se verifique. No entanto, este cenário é uma previsão do que sucederia se a politica energética do passado se mantivesse.
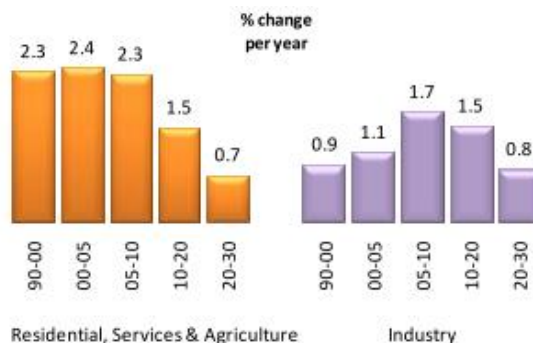
Figura 4.25 - Crescimento anual percentual por parte do consumo eléctrico e previsão futura segundo [81].

Examinando a Figura 4.26, até 2030, o consumo na União Europeia, segundo [81], manterá sensivelmente os pesos relativamente a cada sector no consumo final da energia.
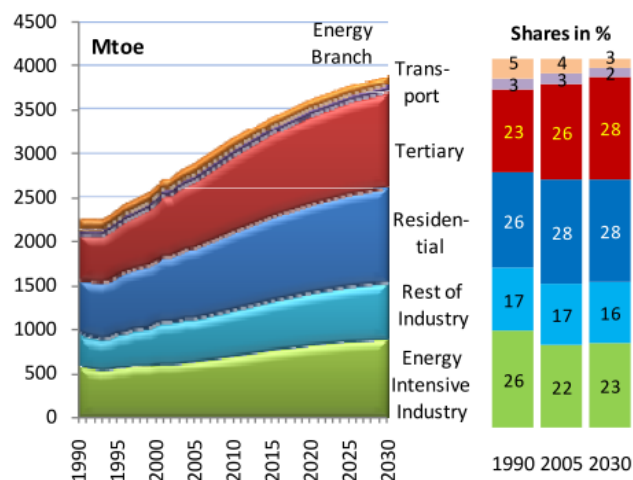
Figura 4.26 - Previsão do aumento do consumo de electricidade na EU-27 (Mtoe) e percentagens do peso de cada sector neste[81].

Outros estudos que corroboram esta tendência de subida se nada for feito para a contrariar, encontram-se em [57] e um estudo feito com base no modelo de energia PRIMES[82].
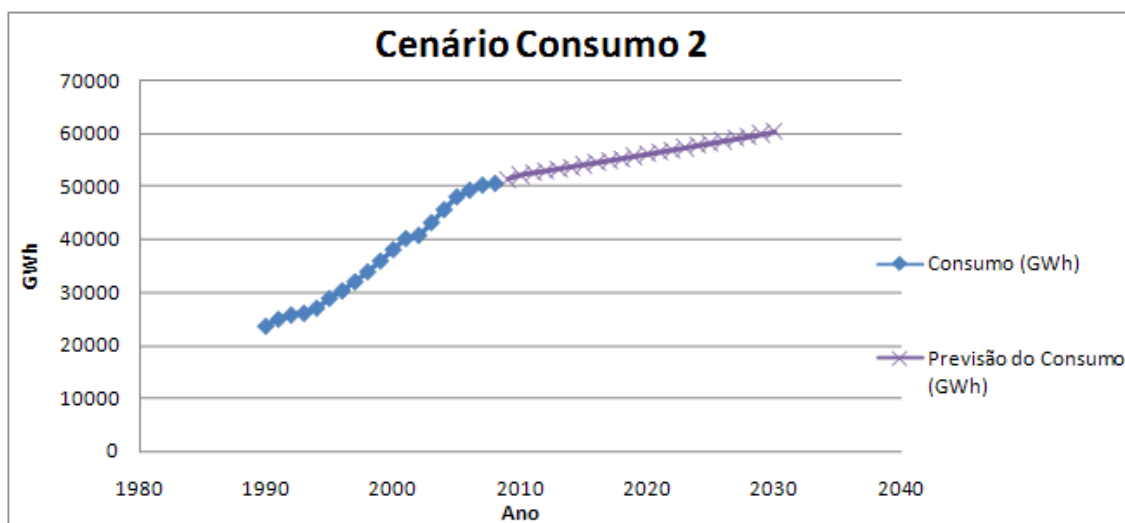
Figura 4.27 -Previsão do consumo referente ao cenário 2 do consumo (GWh).

A metodologia levada a cabo para este cenário é baseada no crescimento percentual anual previsto para os sectores residencial e industrial na UE (Figura 4.25) e respectivas percentagens que ocupam no consumo total (Figura 4.26), segundo [2]. Assim sendo, é considerado um crescimento médio anual com cerca de 1 % ao ano. É, portanto, um cenário pessimista de contínuo crescimento.

Síntese

A previsão do consumo, seguindo a metodologia descrita no capítulo 3, é confinada a esta secção. São descritos três cenários díspares: dois deles extremos, cenário 1.b com um decréscimo muito acentuado do consumo e cenário 2, com um contínuo crescimento por parte deste. O cenário 1.a é um cenário que reflecte uma visão mais realista, que vem de encontro às políticas que têm vindo a ser implementadas e uma tendência já visível a meio do ano de 2009, na diminuição do consumo.

4.2.3 - Simulação do Despacho

Nesta parte do capítulo, é aplicado o método que foi desenvolvido no anterior. Trata-se uma simulação com base na extrapolação dos comportamentos do ano base considerado, o de 2008. Para cada um dos cenários de potência considerados e enunciados acima, é executada uma simulação de despacho para os três correspondentes à evolução de consumo.

Com o passar dos últimos onze anos, são notadas diferenças na contribuição de cada produção para a satisfação do consumo. Nos primeiros (Figura 4.28), a contribuição da térmica e da hídrica satisfaziam quase a totalidade do consumo. Tendência essa, que foi mudando ao longo do tempo aparecendo um crescimento enorme por parte da produção PRE que em 2008, já satisfazia cerca de 23 %.
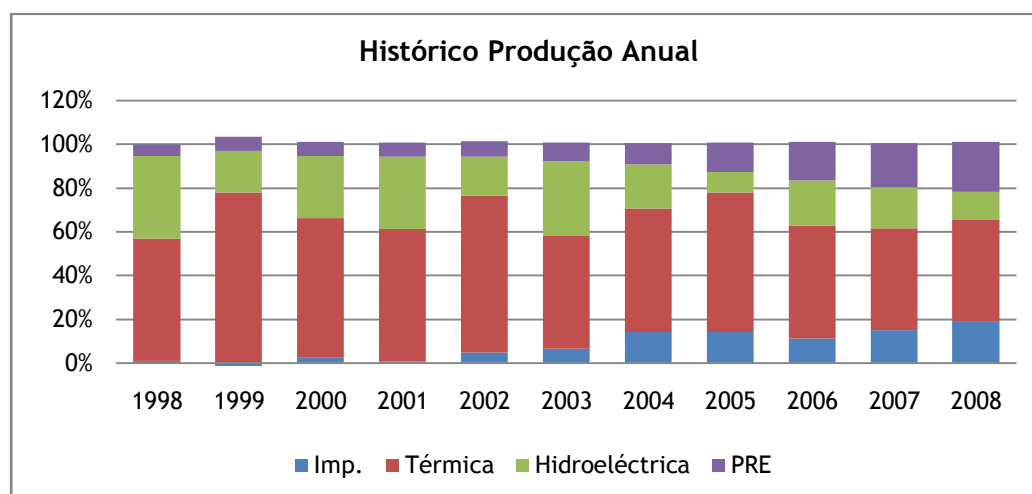
Figura 4.28 - Histórico da produção anual por modo de produção presente no parque produtor (percentagem do consumo total).

Apesar de a térmica ter, ao longo dos anos, diminuído a sua contribuição relativamente ao total consumido, continua a assumir pouco abaixo de metade deste.

4.2.3.1 - Cenário P1

O primeiro cenário para a evolução da potência instalada é simulado para as três diferentes hipóteses de crescimento do consumo.

Aplicando os valores de potência à previsão do Consumo 1.a, caracterizado por sofrer uma redução e estabilização até 2030, verifica-se que o quadro anterior de produções sofre alterações significativas (Figura 4.29).
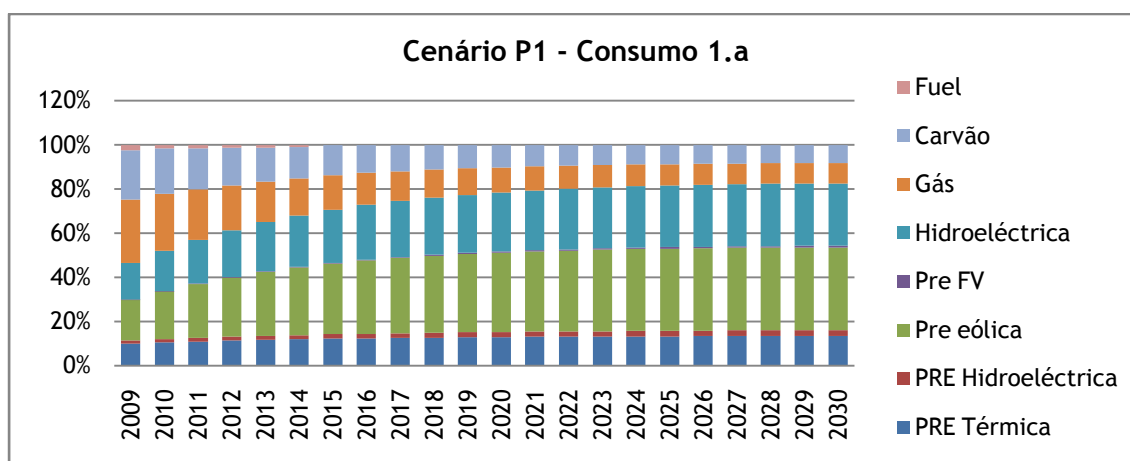
Figura 4.29 - Simulação da evolução de percentagens, relativas ao cenário de potência P1 e consumo 1.a, por parte da produção de cada tecnologia presente no parque produtor.

A térmica vai decrescendo progressivamente até representar, em 2030, cerca de 17 % da energia total produzida. Em sentido contrário a esta tendência, as PRE passam a satisfazer cerca de 50 %. A energia produzida por parte destas últimas é, na sua maior parcela, impulsionada pela grande subida na produção de eólica. Finalmente, a restante produção é satisfeita através da Energia Hidroeléctrica que também sofre uma forte subida na satisfação total do consumo (Figura 4.29).

É notória a estabilização na produção a partir de 2020, mantendo-se as parcelas sensivelmente inalteradas a partir dessa data, fruto de uma estabilização por parte do consumo 1.a e o incremento das potências a partir de fontes renováveis estagnar.

Outro destaque na análise à simulação do despacho prende-se com o factor de utilização anual de potência. Este factor é um rácio entre o quanto uma tecnologia poderia produzir durante um ano, se funcionasse à potência máxima, e a energia efectivamente produzida (4.17).

$$f.Util_{P.inst.} = \frac{E_{produzida}}{8760h \times P_{instalada}} \tag{4.17}$$

Onde:

- $E_{produzida}$, Energia produzida durante um ano pela tecnologia em causa (MWh);
- $P_{instalada}$, Potência instalada da tecnologia em causa (MW)
- $f.Util_{P.inst.}$, factor de utilização da potência (%).
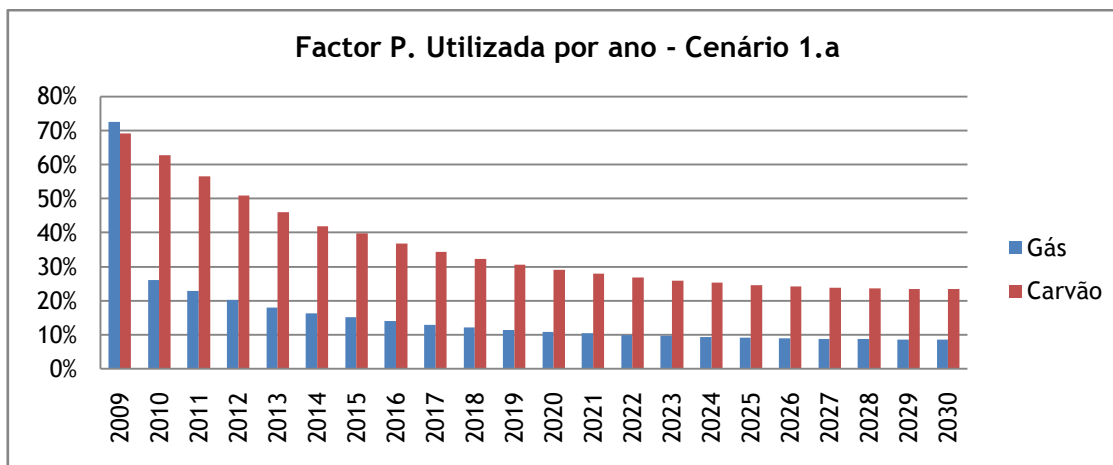
Figura 4.30 - Fracção da energia total anual produzida pela tecnologia pela que seria capaz de gerar num ano à potência máxima instalada (simulação de despacho para potência instalada P1 - consumo 1.a).

Como é corroborado pela Figura 4.30, o factor de utilização da potência instalada pelas térmicas para o cenário de potência P1 aplicado ao cenário de consumo 1.a vai diminuindo ao longo do tempo. Tal deve-se, essencialmente, ao incremento de potência por parte das energias com fonte renovável e hidroeléctrica, apoiado por uma descida por parte do consumo neste cenário. A razão pela qual, em 2009, o Gás assume um valor tão alto prende-se com a não inclusão da importação, com o consumo a ser totalmente satisfeito por produção a partir do parque produtor Português. Por outro lado, a sua descida brusca em 2010 deveu-se à entrada em funcionamento, segundo o cenário P1, de novas centrais a gás.

Outro aspecto relevante prende-se com a estabilização do factor de potência utilizada a partir de 2020 (Figura 4.30) fruto da estabilização do consumo e estagnação do aumento da potência por parte das PRE e hidroeléctrica, como já foi referido.

Ao aplicar o cenário de potência P1 ao cenário de consumo 1.b, caracterizado por ter uma descida mais acentuada do consumo, irá apenas originar uma maior magnitude de decréscimo por parte do que foi anteriormente referido, pelo que se torna redundante a sua inclusão.

Este incremento de potência e diminuição por parte do consumo nos dois cenários descritos cria uma situação de excedente de energia nalgumas horas ao longo do ano. Verifica-se, nessas horas, uma energia que não é necessária para satisfação do consumo podendo servir, por exemplo, para exportação (Figuras 4.32 e 4.33). Como é visível pelos três anos escolhidos para o cenário de consumo 1.a sendo o primeiro, o ano base da simulação do despacho, os períodos onde a diferença entre a produção de PRE somada da hídrica (consideradas despacháveis de acordo com a percentagem de utilização do ano base) é negativa, isto é, apresenta-se um excedente de energia face ao consumo, vão aumentando ao longo dos anos.
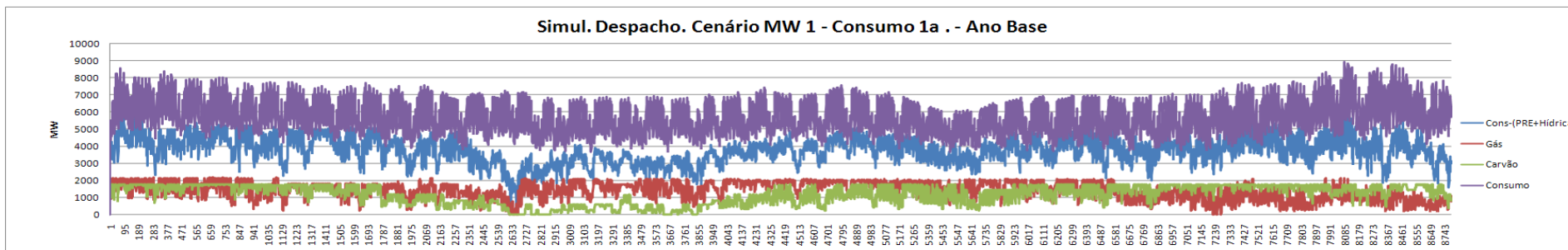
Figura 4.31 - Simulação de despacho horário para o cenário de potência P1 e para a previsão de consumo 1.a. (Ano Base - 2008)
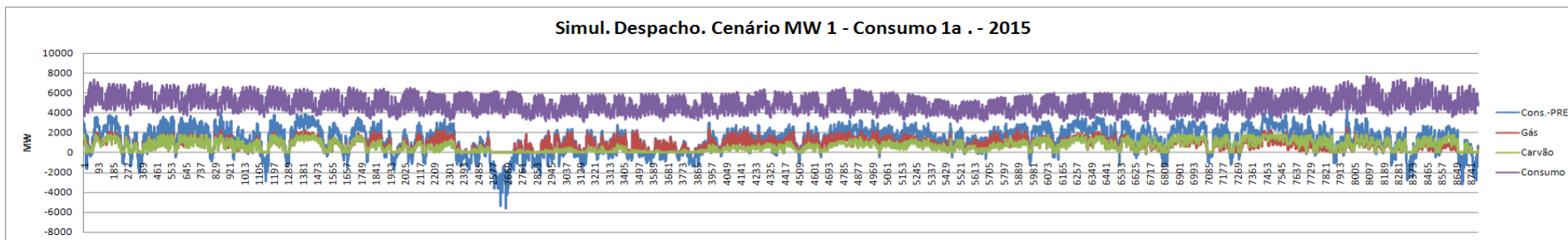
Figura 4.32 - Simulação de despacho horário para o cenário de potência P1 e para a previsão de consumo 1.a. (Ano 2015).
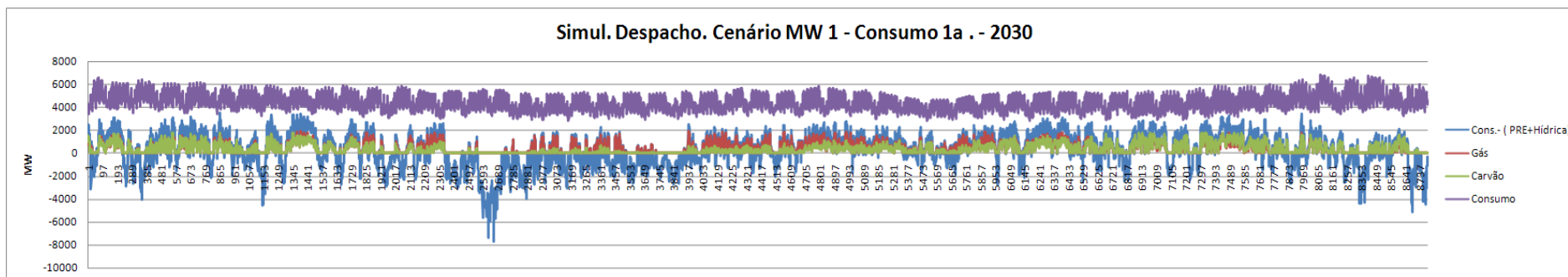
Figura 4.33- Simulação de despacho horário para o cenário de potência P1 e para a previsão de consumo 1.a. (Ano 2030).

Para o cenário 2 relativo ao consumo é interessante verificar que, como este é crescente, as térmicas vão representar uma maior parcela na satisfação do consumo final, aproximando-se o somatório da térmica convencional em cerca de 40 % da produção total, em 2030 (Figura 4.34).
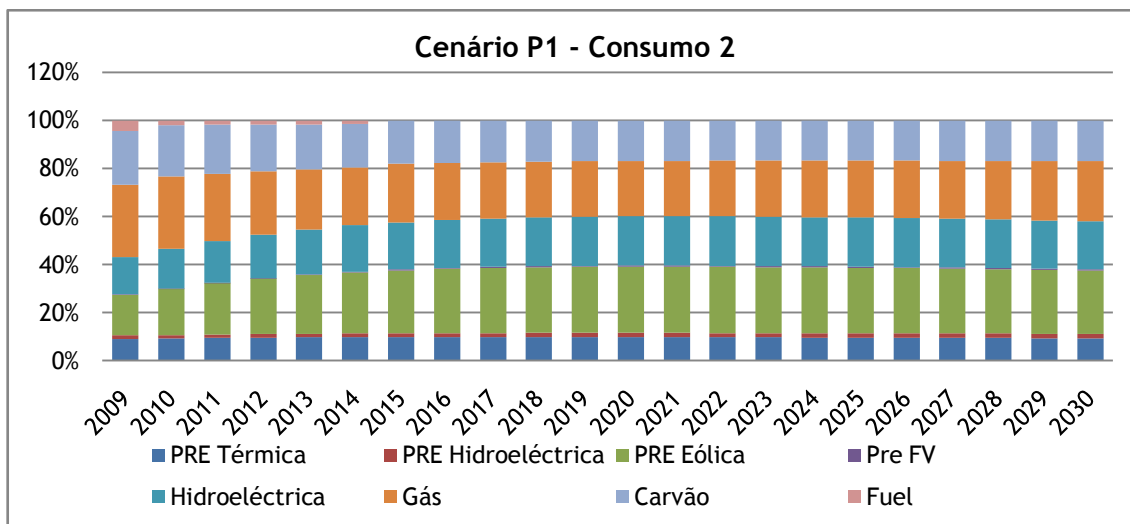
Figura 4.34 - Simulação da evolução de percentagens, relativas ao cenário de potência P1 e consumo 2, por parte da produção de cada tecnologia presente no parque produtor.

Como se pode verificar por análise Figura 4.35, a maior presença na satisfação total de térmica no consumo, traduz-se num maior factor de potência anual utilizado por parte destas.

Nos primeiros anos, fruto do grande aumento de potência por parte das renováveis e hídrica, origina-se uma redução na percentagem total de satisfação do consumo por parte das térmicas (Figura 4.34), reflectida no seu factor de utilização da capacidade instalada (Figura 4.35). No entanto, a partir do ano de 2020, dá-se um contínuo crescimento fruto da estagnação por parte da instalação das fontes renováveis e o consumo para o cenário 2 manter sempre uma tendência de subida ao longo do tempo.
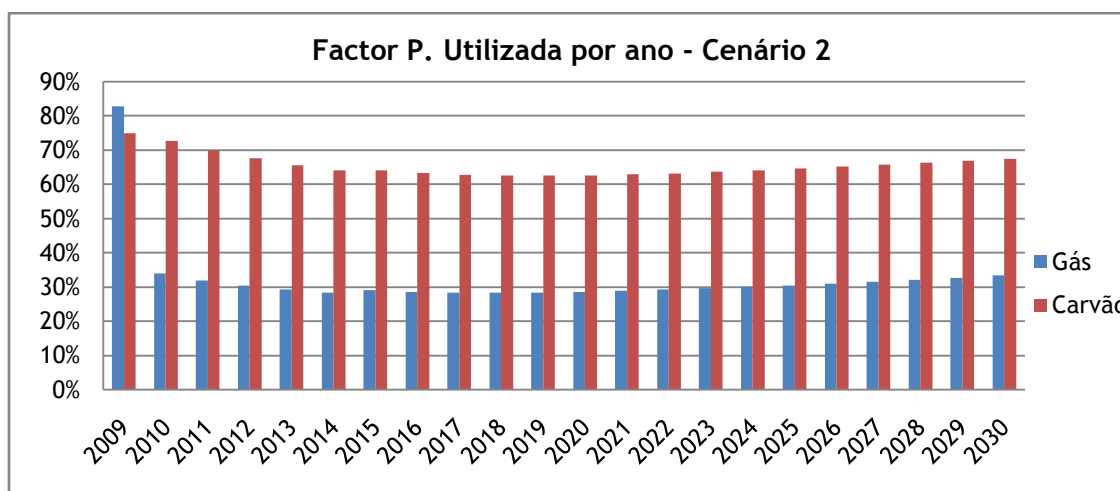
Figura 4.35 - Fracção da energia total anual produzida pela tecnologia, pela que seria capaz de gerar num ano à potência máxima instalada (simulação de despacho para potência instalada P1 - consumo 2).

Resultado da simulação de despacho se basear numa extrapolação do ano base de 2008, assumindo-se que as PRE e Hídricas são despachadas consoante a fracção de potência utilizada (metodologia explicita no capítulo anterior), irá originar ao factor de potência utilizado por estas, ser constante para todos os cenários de potência e de consumo. Na Figura 4.36 encontra-se o factor de utilização da potência anual para cada uma dessas, ao longo do horizonte temporal, da previsão.
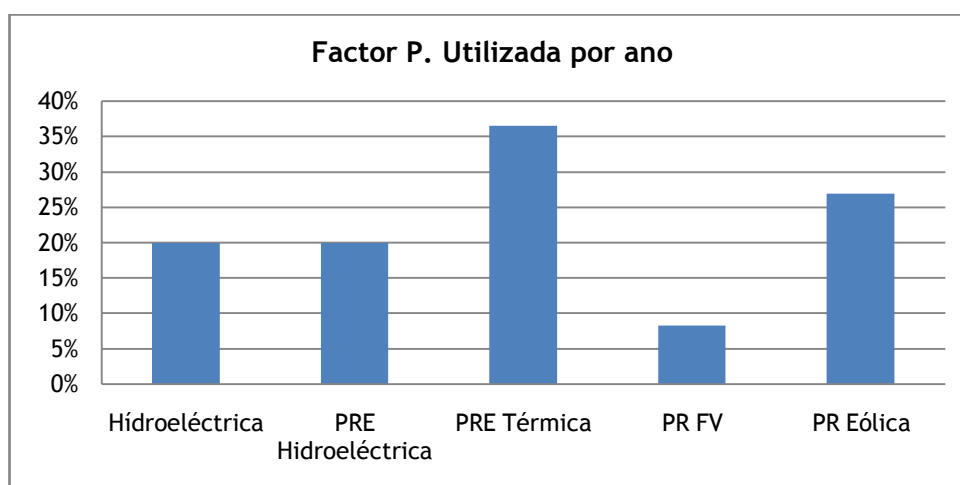
Figura 4.36 - Fracção da energia total anual produzida pela tecnologia, pela que seria capaz de gerar num ano à potência máxima instalada das PRE e Hidroeléctrica ao do horizonte da previsão.

4.2.3.2 - Cenário P2

O cenário P2 é também simulado para as três previsões de evolução de consumo efectuadas.

Essencialmente, o dado principal a reter, prende-se com uma maior percentagem da térmica na satisfação do consumo total quando comparado com o cenário de potência P1. Tal

deve-se a um menor valor de potência instalada por parte de energias com fonte renovável, um dos elementos caracterizador deste cenário de potência instalada.

Analogamente ao caso do cenário 1.a, reflectir-se-á na utilização por parte da potência instalada anual das térmicas, sendo esta neste caso maior, mesmo que a potência instalada seja menor no gás e no carvão neste cenário.

Existe também uma estagnação provocada pela mesma razão (forte incremento de renováveis nos primeiros anos). No entanto, esta ocorre mais cedo devido à menor potência instalada de fontes renováveis pelo cenário P2.
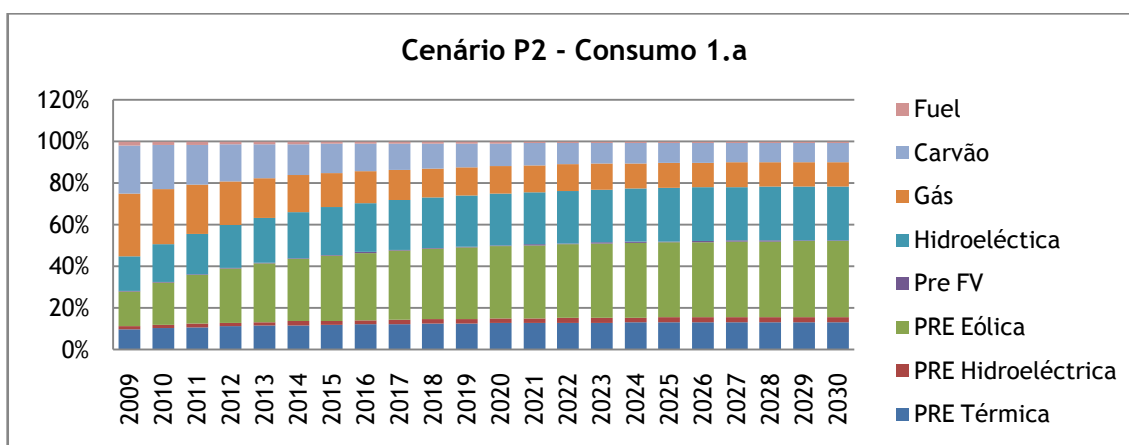
Figura 4.37 - Simulação da evolução de percentagens, relativas ao cenário de potência P2 e consumo 1.a, por parte da produção de cada tecnologia presente no parque produtor.

A título de exemplo está presente na Figura 4.37, demonstrado o que foi acabado de mencionar para o cenário 1.a de consumo. Por outro lado, o excedente de produção nalgumas horas irá se comportar como no cenário de potência P1, apenas com menor amplitude.
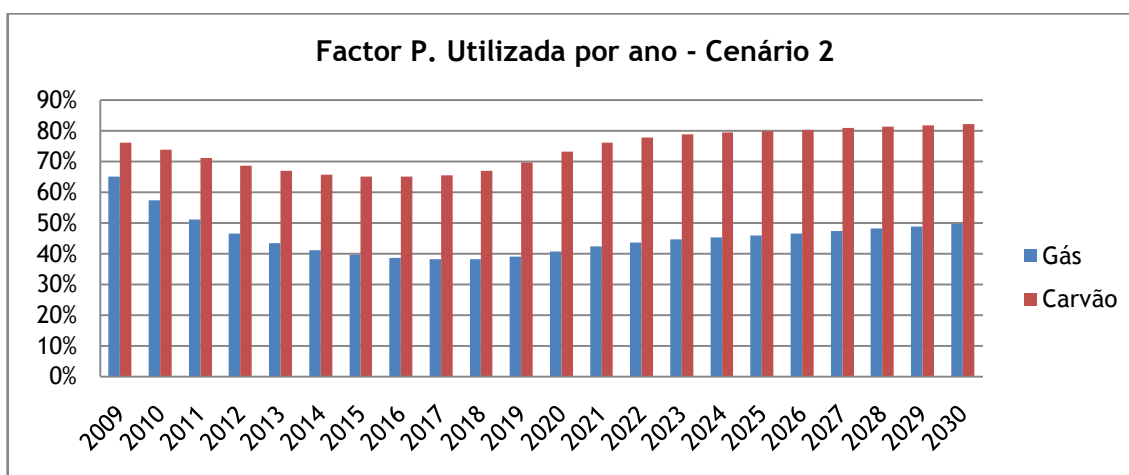
Figura 4.38 - Fracção da energia total anual produzida pela tecnologia pela que seria capaz de gerar num ano à potência máxima instalada (simulação de despacho para potência instalada P2 - consumo 2).

Na Figura 4.38 apresenta-se o exemplo do factor de potência anual utilizado para o cenário onde o consumo aumenta (cenário 2).

Verifica-se que numa primeira fase existe um decréscimo provocado pelo grande acréscimo de renováveis no sistema sendo que, à medida que estas estagnam e o consumo continua a aumentar (Figura 4.38), acontece um maior factor de utilização da capacidade instalada da térmica.

4.2.4 - Evolução dos custos dos combustíveis e carbono

Com o intuito de traçar tendências futuras indicativas acerca do crescimento dos preços dos combustíveis, foram consultadas referências com o seu desenvolvimento expectável. Como a incerteza a que lhes está associada é enorme, estando sujeitos a mudanças inesperadas devido a alterações por parte da procura, da oferta, condições políticas e, até pelo funcionamento específico do próprio mercado (por exemplo o caso do petróleo, em que funciona como um oligopólio), fazem com que as projecções estejam numa constante mudança de modo a acompanhar as diferentes conjunturas.

4.2.4.1 - Combustíveis

As previsões para os preços de petróleo são muito díspares. Existem alguns estudos que prenunciam o quintuplicar do preço ao longo da próxima década. O presidente da OPEC disse, em 2008, que preços de 200$/bbls eram possíveis. Por outro lado, existem outros analistas que consideram que esse pico de preço foi anormal e este voltará a sua tendência anterior de crescimento[41].

Seguindo a tendência proposta da Figura 4.39 para o cenário de preço alto do barril de petróleo, considerou-se uma tendência que atinge o seu máximo em 2030 no valor de cerca de 100 €/bbls.
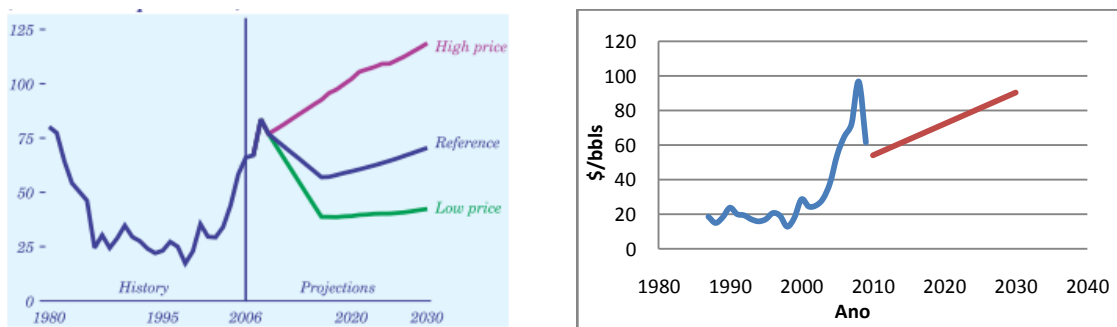
Figura 4.39 - Projecções de evolução do preço de petróleo ($/bbls) (esquerda) [83]. Tendência considerada para a evolução do Brent.

O preço do gás anda, por norma, indexado ao do petróleo, acompanhando a sua tendência. Segundo [41, 83], é expectável a ocorrência de uma descida até 2012 no preço,

seguindo depois uma tendência crescente contínua. O preço máximo considerado em 2030 foi cerca de 8 €/GJ, seguindo um cenário de preço elevado.
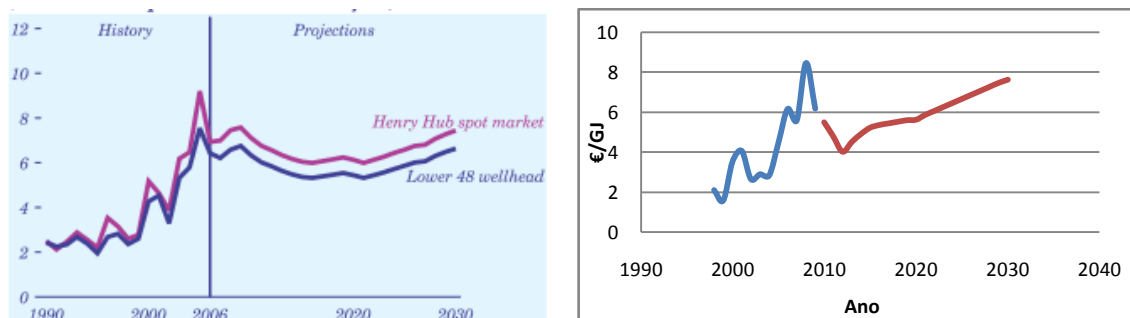
Figura 4.40 - Projecções de evolução do preço do gás natural no mercado *spot* americano ($/1000f^3) *(esquerda) [83]*. Tendência considerada para a evolução do preço do gás.

Similarmente à metodologia anteriormente seguida, foi construído o cenário para uma tendência futura por parte do preço do carvão, atingindo quase 60 €/ton no ano de 2030.
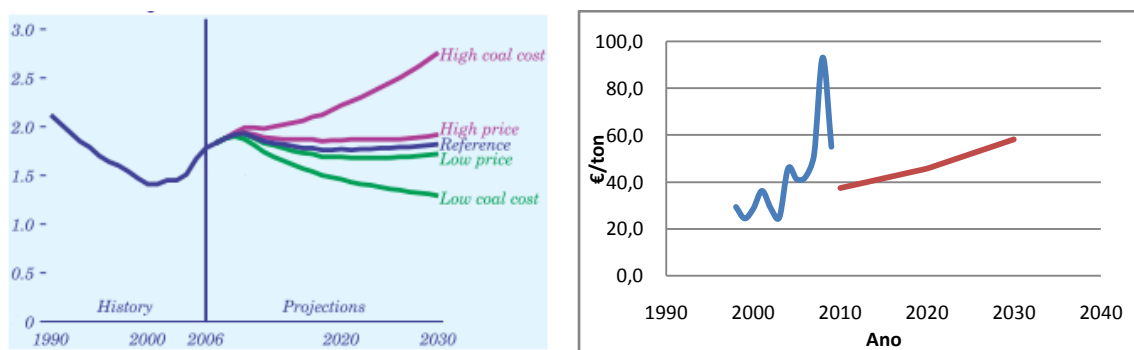
Figura 4.41 - Projecções de evolução do preço do carvão ($/mBtu) (esquerda) [83]. Tendência considerada para a evolução do preço do carvão.

4.2.4.2 - Carbono

Tem vindo a ser regra, a liderança que a União Europeia assume na necessidade de alteração das políticas de modo a enfrentar as alterações climáticas e contribuir para uma diminuição da poluição a fim de assentar o modelo de crescimento, num desenvolvimento sustentável.

O falhanço da "taxa de carbono", no início dos anos 90, levou à necessidade do encontro de novas alternativas que culminaram numa alternativa baseada em condições de mercado[11] (Directiva 2003/87/EC) -o ETS (*Emissions Trading System*).

Foram estabelecidas três fases distintas de implementação para o mercado. A primeira, englobando o período de 2005-2007, com o objectivo de implementar a infraestrutura do sistema de trocas e assumir-se como um período de aprendizagem. A segunda fase, que decorre de 2008-2012, tem como tecto máximo na distribuição dos créditos o cumprimento

do Acordo de Partilha de Responsabilidades (1998), assinado pelos Estados Membros que compromete uma redução em 8 % neste período relativo às emissões de 1990. Portugal passou a ter como meta não ultrapassar mais de 27 % em relação às emissões verificadas em 1990[3].

Segundo o artigo 10 da Directiva 2003/87/EC, que refere o modo de alocação das cotas estabelece, para o primeiro período, que 95 % destas devem ser creditadas sem qualquer custo adicional, estando apenas 5% disponível para leilões. Para o segundo período, está estabelecido que a percentagem mínima de cotas livres de custos passará para 90%.

O artigo 11 - Directiva 2003/87/EC, estabelece que os estados membros deverão elaborar um Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissões de CO_2, sujeito a aprovação da Comissão.

Completada a primeira fase do ETS, chegou-se à conclusão que maior parte das instalações de uso intensivo de energia visadas, foram alvos de verificações independentes das emissões de CO_2. No entanto, a redução de emissões total ficou aquém das expectativas, sendo o principal factor a generosidade das cotas distribuídas[11].
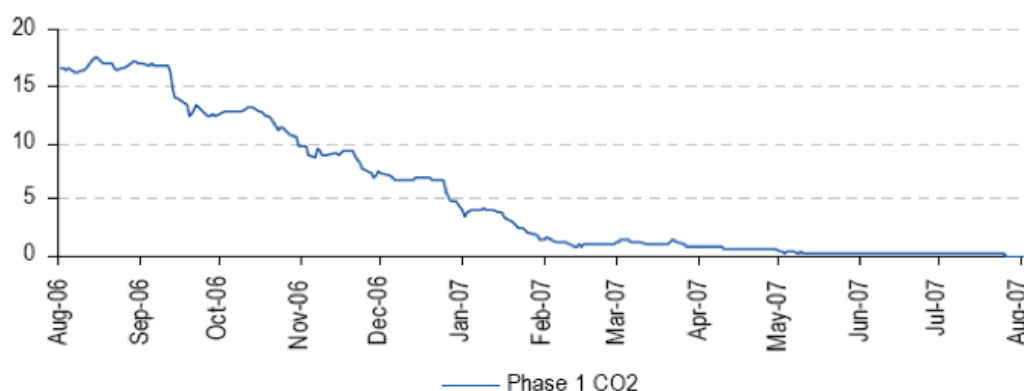
Figura 4.42 - Evolução do preço do carbono (1ªfase de implementação do mercado)[84].

A excessiva distribuição de cotas, originou que o preço durante a primeira fase do ETS, chegasse quase aos 0 c€/t CO_2 em Maio de 2007.

Para a segunda fase, segundo o PNALE para Portugal, o leilão não será usado. A totalidade das emissões é alocada de forma gratuita pelas instalações com base no histórico de emissões no período de 2000-2004. A projecção anual média de emissões cifra-se nas 84,60MtCO_2/ano, deixando um défice expectável de 7,41 MtCO_2/ano. O valor desse défice deverá cair para metade devido à acção do PNAC sendo que o Governo, através do Fundo Português do Carbono, propõe-se a adquirir 1,86 MtCO_2/ano. Assim, a quantidade total de licenças para as instalações abrangidas pelo CELE em Portugal, será na ordem das 33,93 MtCO_2/ano[3].

Com a conclusão da segunda fase, os EM acordaram em Janeiro de 2008 as alterações para o sistema que irá vigorar no período de 2013-2020.

A meta será descer as emissões em 20 %, abaixo dos níveis verificados em 1990. O modo como serão atribuídas as *allowances* será diferente, com o limite estabelecido a nível

Europeu (considerando a meta de emissões) e não por país (abolição dos NAP). A partir de 2013 o sector eléctrico terá de pagar a totalidade das *allowances* segundo o artigo 19-Directiva 2009/29/EC. Ou seja, as instalações emissoras terão de comprar a totalidade das emissões de gases penalizando, previsivelmente, as centrais térmicas convencionais.

Os novos desenvolvimentos introduzidos, obrigando ao pagamento total das emissões feitas por cada instalação utilizadora intensiva de energia, vêm acrescer a incerteza na previsão do preço futuro no mercado do carbono. É expectável que haja um aumento deste.

Segundo [85], estima-se que o preço do carbono estará a rondar os 40€ de forma a cumprir a meta final de redução das emissões. Considera também um cenário pessimista com uma estimava no intervalo dos 10-15€.

Segundo outro estudo, levado a cabo pela Comissão Europeia, indica que o preço estimado para o carbono atingirá cerca de 15 €/tCO_2 em 2020. No entanto ente não inclui as novas regras aprovadas[50].
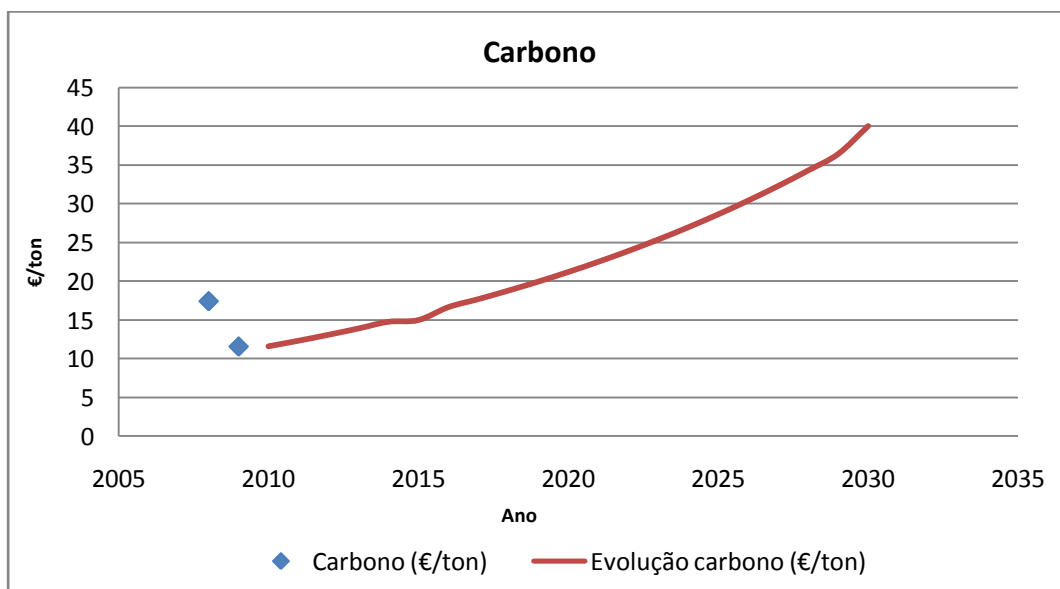
Figura 4.43 -Tendência considerada para a evolução do preço do carbono (€/ton)

Para a construção da tendência de preço do carbono para o futuro considera-se uma tendência exponencial (até ao ano de 2030), atingindo o valor máximo de 40 €/ton. Torna-se muito difícil aferir como será a tendência de crescimento no futuro por mudanças radicais que as novas políticas vão introduzir e pela existência de um histórico muito curto.

4.2.5 - Custos de produção

Seguidamente, enunciam-se algumas das variáveis explicadoras através da comparação de dados relevantes de alguns elementos dos vários cenários de potência e de consumo. Numa

primeira fase, para os custos de produção de cada central produtora existente e segunda fase, para o custo total do sistema.

4.2.5.1 - Centrais produtoras de energia a carvão

Como se pode verificar por análise Figura 4.44 o historial do custo nivelado do carvão situou-se no intervalo compreendido entre os 30-40 €/MWh (Figura 4.44) tendo, nos últimos anos, apresentado uma subida explicada pelo crescimento por parte dos combustíveis, representando estes, no ano de 2008, cerca de 50% do custo total.
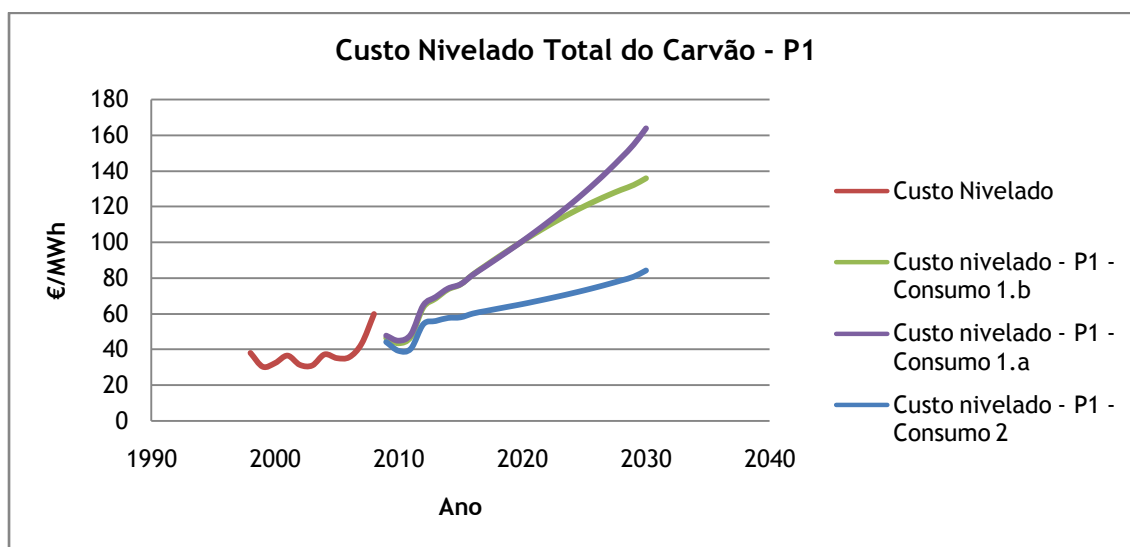
Figura 4.44 - Histórico do custo de produção nivelado total de centrais produtoras a carvão e previsão de evolução de custo segundo o cenário de potência P1 e os vários cenários de consumo.

Na previsão do custo nivelado do carvão, o maior valor assumido por este dá-se para o cenário de consumo onde existe a maior diminuição. Tal é explicado por uma redução por parte da potência utilizada (da total instalada), ao longo do horizonte temporal da previsão. Este facto resulta numa fraca utilização da capacidade que fará com que a componente fixa do custo represente mais de metade do total. É visível na Figura 4.45 que a componente fixa que possui uma maior fracção dos custos é a do investimento (para o cenário 1.a de consumo).
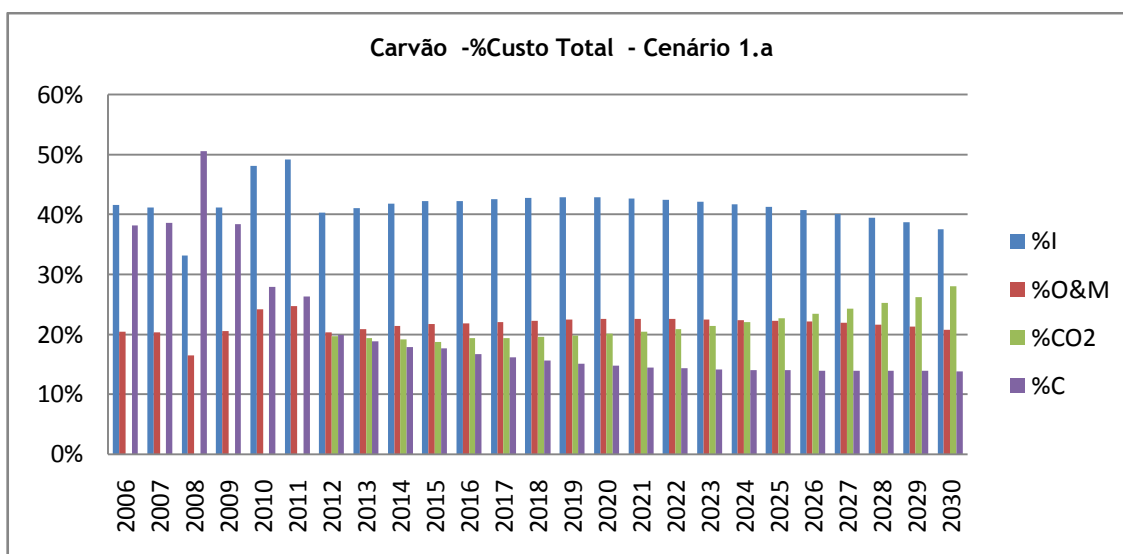
Figura 4.45 – Histórico desde 2006 com composição das várias parcelas (investimento; operação e/ou manutenção, carbono, combustível) dos custos do carvão para o cenário de potência P1 e cenário de consumo 1.a.

Num sentido inverso, é visível que no cenário onde o consumo sobe (Figura 4.46) e, consequentemente, existe uma maior utilização da potência instalada, a parcela de custo associada ao combustível e, maioritariamente, às emissões de carbono passa a representar cerca de 45 % no ano de 2030 para o primeiro cenário de potência. Torna-se interessante verificar que para uma alta utilização da capacidade total instalada do carvão, esta parcela dos custos variáveis assume uma grande percentagem dos custos totais.

Ainda referente à (Figura 4.46) verifica-se que, nos primeiros anos, previamente ao aumento referido, existe uma diminuição por parte da parcela variável dos custos. Esta é impulsionada por um decréscimo do factor de utilização da capacidade instalada (Figura 4.48) de potência que ocorre face ao incremento de fontes renováveis com uma variação maior que a do consumo para esses primeiros anos. Após esses, o incremento de potência por parte de fontes renováveis estabiliza e, como o consumo para o cenário 2 aumenta continuamente, reflecte-se numa maior utilização do carvão, reflectindo-se na subida da parcela variável.
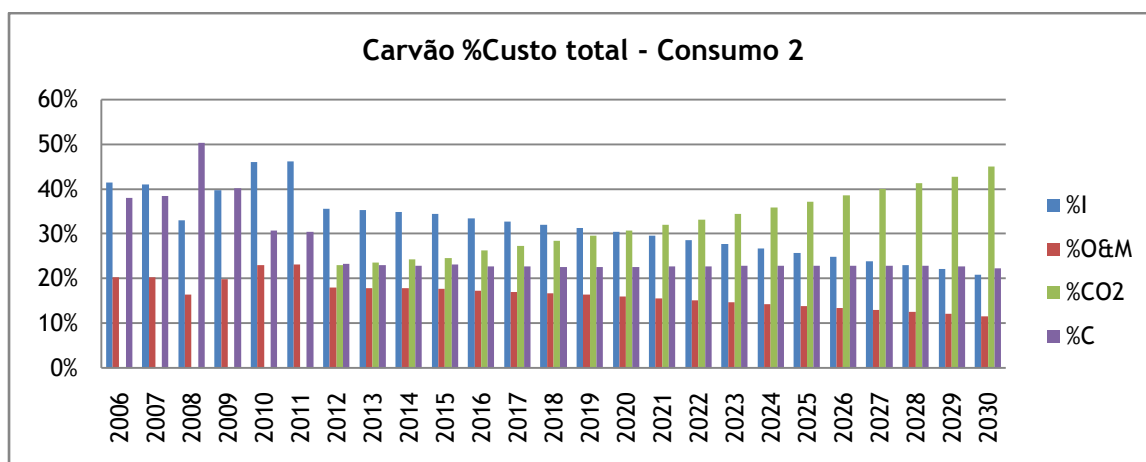
Figura 4.46 - Histórico desde 2006 com composição das várias parcelas (investimento; operação e/ou manutenção, carbono, combustível) dos custos do carvão para o cenário de potência P1 e cenário de consumo 2.

A mudança introduzida por parte da entrada em funcionamento do mercado do carbono, em 2012, e a elevada representação que possui no custo total, vai também ser sentida de maneira similar para o cenário P2. De realçar também que, para os cenários onde o factor de utilização da potência é menor, a componente fixa do custo também vai aumentar, passando a representar uma maior fracção destes.

4.2.5.2 - Centrais produtoras de energia a Gás

Ao longo do histórico de evolução do custo nivelado do gás é visível que este vai aumentando, chegando a um valor de pico correspondente ao ano em 2008. Esta subida é explicada essencialmente com a crescente subida do preço do gás ao longo dos anos que, como se pode ver na figura (Figura 4.48), é a principal componente.
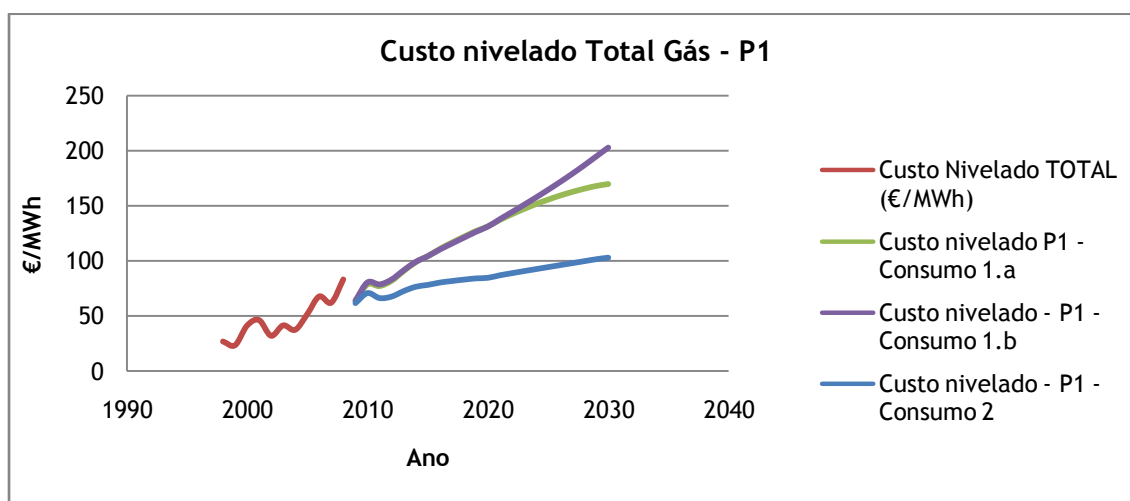
Figura 4.47 - Histórico do custo de produção nivelado total de centrais produtoras a Gás e previsão de evolução de preço segundo o cenário de potência P1 e os vários cenários de consumo.

Segundo a previsão para o custo nivelado no cenário de potência P1, verifica-se que no cenário de maior consumo (2) este poderá ir até a um custo de 100€/MWh, em 2030 (Figura 4.47). Por outro lado, no cenário de menor utilização da potência instalada (cerca de 8% da potência instalada total no cenário 1.b do consumo), pode atingir praticamente o dobro desse valor no mesmo ano.
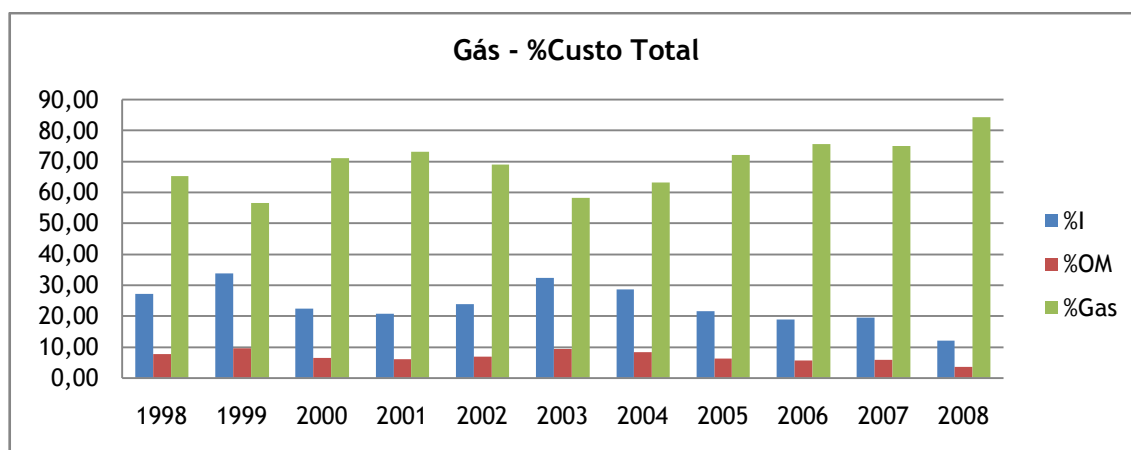
Figura 4.48 - Histórico desde 1998 com composição das várias parcelas (investimento; operação e/ou manutenção, carbono, combustível) dos custos do gás.

Analogamente ao que acontece no carvão, para cenários onde existe uma baixa utilização do factor de utilização de potência, observa-se que a componente fixa do custo cresce bastante ao longo do horizonte temporal. (Figura 4.49).
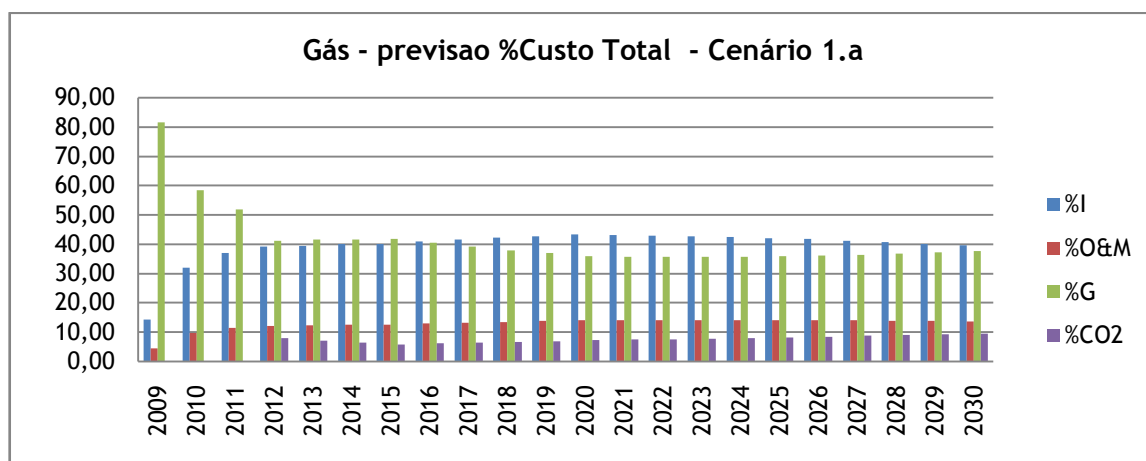
Figura 4.49 - Previsão desde 2009 com composição das várias parcelas (investimento; operação e/ou manutenção, carbono, combustível) dos custos do gás para o cenário de potência P1 e cenário de consumo 1.a.

Para um cenário de maior utilização da potência instalada, como se verifica para o cenário onde o consumo cresce (cenário 2), comprova-se que a parcela de custos relativa aos combustíveis é a que assume maior importância com um crescendo ao longo do tempo (também impulsionado por um crescimento do preço do combustível). Por outro lado,

verifica-se que a parcela dos custos de emissões de carbono não representa uma percentagem tão grande como à do carvão devido às emissões serem menos de metade das deste (Figura 4.50), a par da utilização do gás como combustível, que apresenta um custo mais elevado.

De realçar que existe um forte decréscimo da parcela variável e, consequente aumento da parcela fixa no custo total nos primeiros anos. Explica-se esse acontecimento face ao grande aumento de potência que se deu por parte da potência instalada no gás nesse ano (2010 para o cenário P1), a par do incremento de fontes renováveis. Factores estes, que se traduziram numa descida por parte do factor de utilização da capacidade de potência instalada (Figura 4.38), acompanhando a parcela variável essa tendência. No entanto, quando o incremento por parte de fontes renováveis estabiliza e deixa de acompanhar a taxa de variação do consumo, sempre crescente para o cenário 2, traduz-se num aumento contínuo por parte da parcela variável (consequente de uma maior utilização da potência instalada).
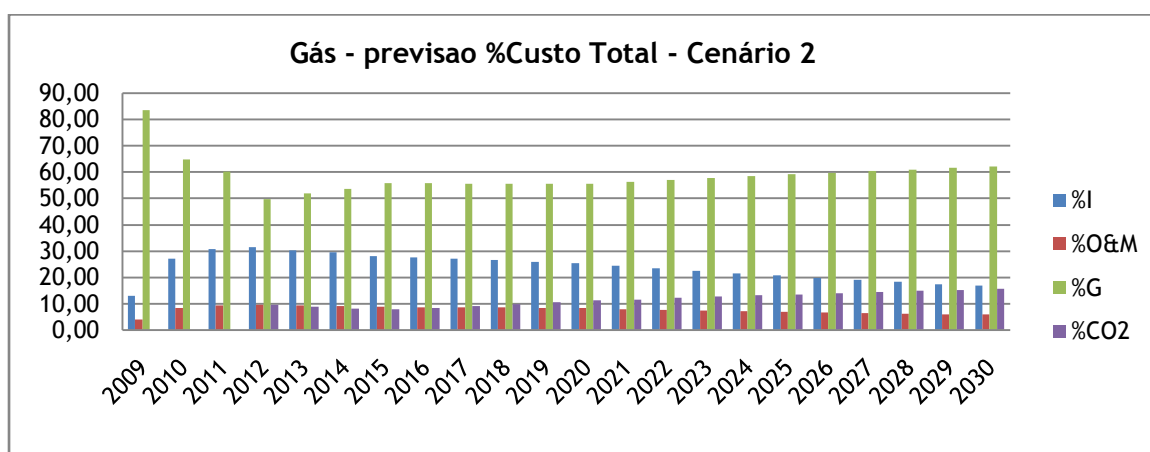
Figura 4.50 - Previsão desde 2009 com composição das várias parcelas (investimento; operação e/ou manutenção, carbono, combustível) dos custos do gás para o cenário de potência P1 e cenário de consumo 2

Para o cenário P2, existe o mesmo comportamento entre as variáveis, verificando-se apenas mudanças nas amplitudes e valores destas que terão a sua avaliação no custo do sistema total, abordado mais à frente.

4.2.5.3 - Centrais produtoras de energia a FUEL

As centrais a FUEL não apresentam um elevado interesse face à conjuntura actual de preços de combustível (preços do barril de petróleo muito altos). Esse facto é bem visível pelas fracas utilizações que possuí na produção total.
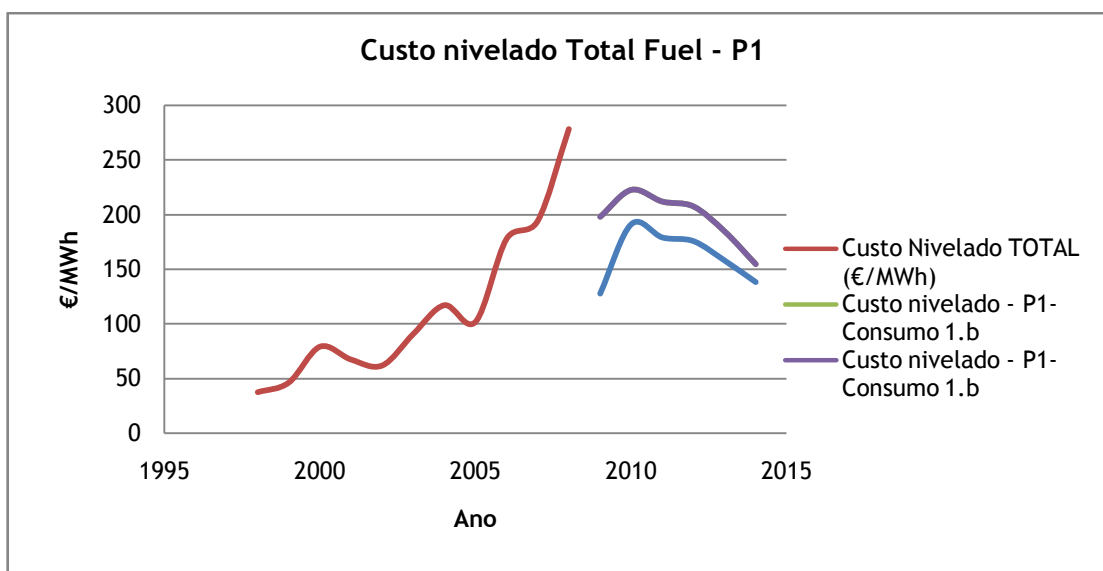
Figura 4.51 - Histórico do custo de produção nivelado total de centrais produtoras a fuel e previsão de evolução de custo segundo o cenário de potência P1 e os vários cenários de consumo

O custo nivelado para o cenário P1, onde se supõe que há o desmantelamento das centrais a FUEL até ao ano de 2015, vai provocar uma descida no custo nivelado fruto do factor de utilização da potência instalada ser maior ao longo do tempo.
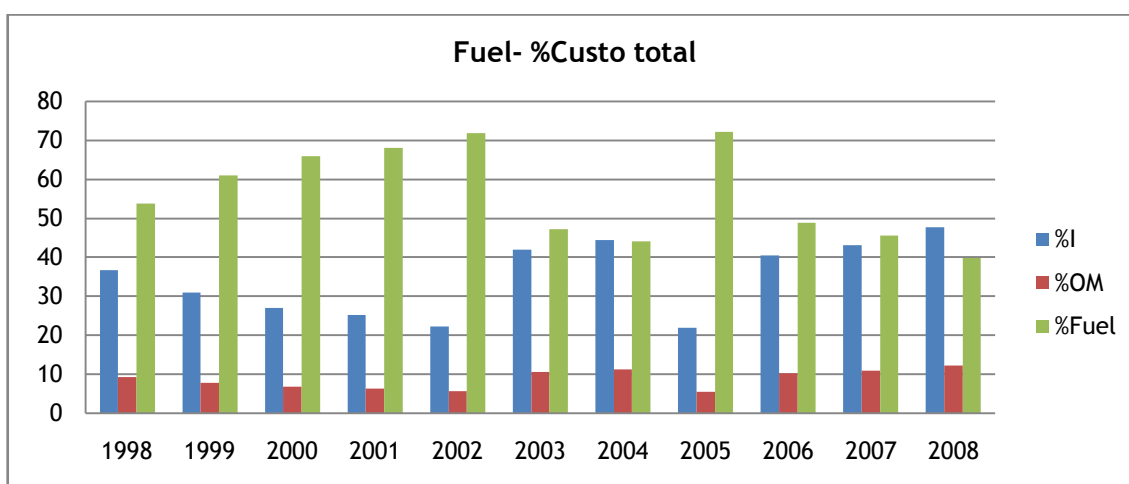
Figura 4.52 - Histórico desde 1998 com composição das várias parcelas (investimento; operação e/ou manutenção, carbono, combustível) dos custos do fuel.

É também visível um crescimento ao longo do tempo da componente variável até 2015, antes do desmantelamento das centrais, ocupando uma larga percentagem do custo total do fuel. (Figura 4.53).
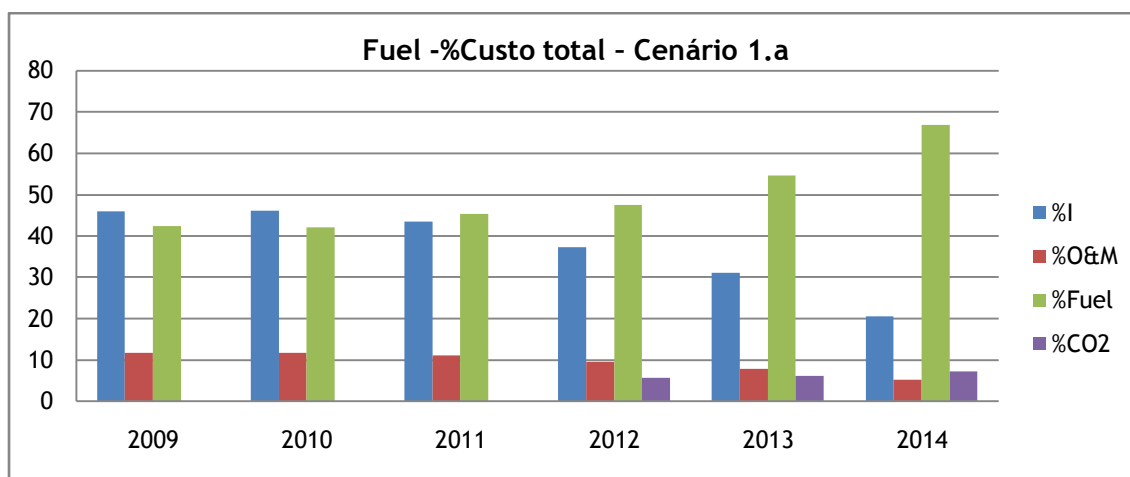
Figura 4.53 - Previsão desde 2009 com composição das várias parcelas (investimento; operação e/ou manutenção, carbono, combustível) dos custos do fuel para o cenário de potência P1 e cenário de consumo 1.a

4.2.5.4 - Centrais produtoras de energia Hidroeléctrica

Analisando o histórico do custo nivelado da produção hídrica, verifica-se que existem grandes oscilações (Figura 4.54). Estas devem-se às variações que tem na potência utilizada disponível. Isto é, anos de baixa pluviosidade significam anos em que a potência utilizada é baixa relativa à disponível, logo o custo nivelado sobe muito devido à componente fixa do custo e, em anos em que é possível haver uma grande potência de hídrica no sistema, o custo nivelado desta baixa.
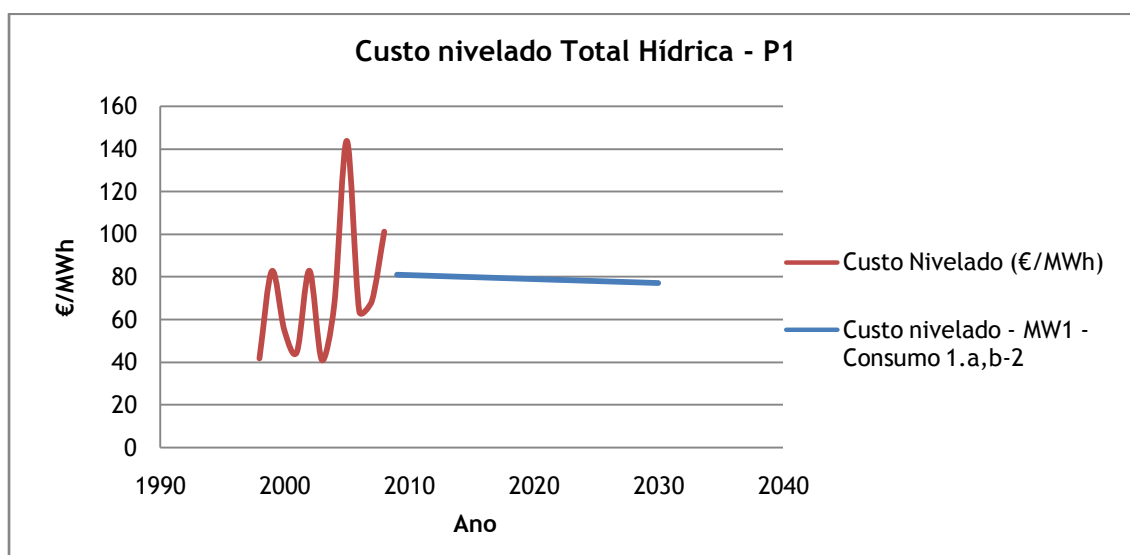
Figura 4.54 - Histórico do custo de produção nivelado total de centrais produtoras Hídricas e previsão de evolução de custo segundo o cenário de potência P1 e os vários cenários de consumo

Na previsão a longo prazo do custo nivelado da Hidroeléctrica, para todos os cenários de potência, a energia produzida por esta vai assumir sempre a mesma percentagem do factor

de utilização da potência instalada. Tal traduz-se em a descida a que o custo nivelado irá experimentar, ser apenas impulsionada pela descida no custo de investimento ao longo tempo considerado.
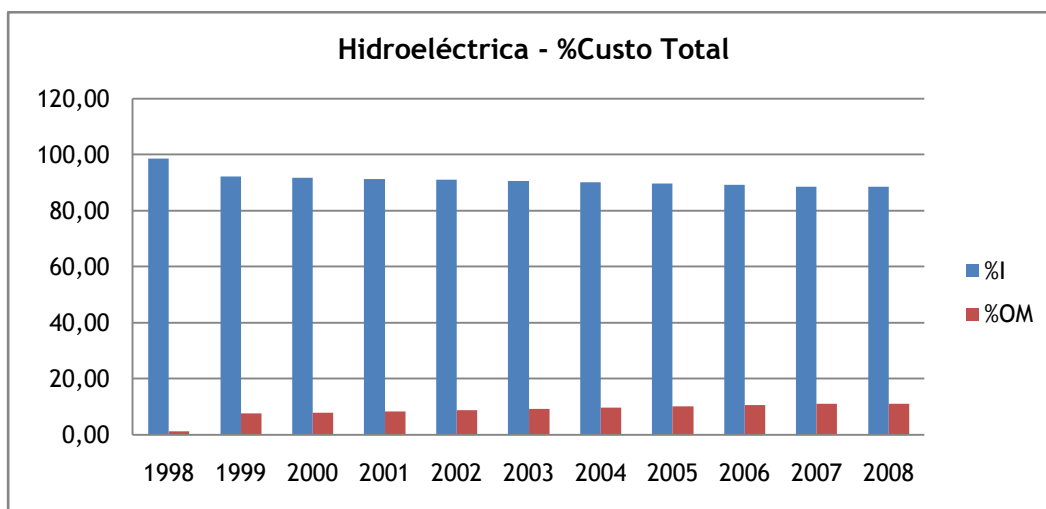
Figura 4.55 - Histórico desde 1998 com composição das várias parcelas (investimento; operação e/ou manutenção) dos custos da Hidroeléctrica

Como se pode verificar pela Figura 4.55 que demonstra o historial das parcelas relativamente ao custo total, mostra que o custo de investimento é o que tem um peso quase total, quando comparado aos de operação e manutenção.

4.2.5.5 - Centrais produtoras de energia a PRE Hidroeléctrica

As variações no seu histórico, desde 1998, analogamente ao que foi referido para a grande hídrica, também servem como explicação para as pequenas. Sem nenhuma capacidade de armazenamento, estas dependem fortemente da pluviosidade.

Relativamente à previsão, o custo nivelado da PRE Hidroeléctrica vai-se manter constante para todo o resto da previsão e para todos os cenários (Figura 4.56). Esta situação deve-se a não ter sido considerada qualquer variação no custo de investimento ou de operação e manutenção, assim como a potência utilizada relativamente à instalada, ser equivalente à do ano base, como consequência do método de simulação implementado já explicitado. Este custo previsto cifrar-se-á em cerca de 108 €/MWh.
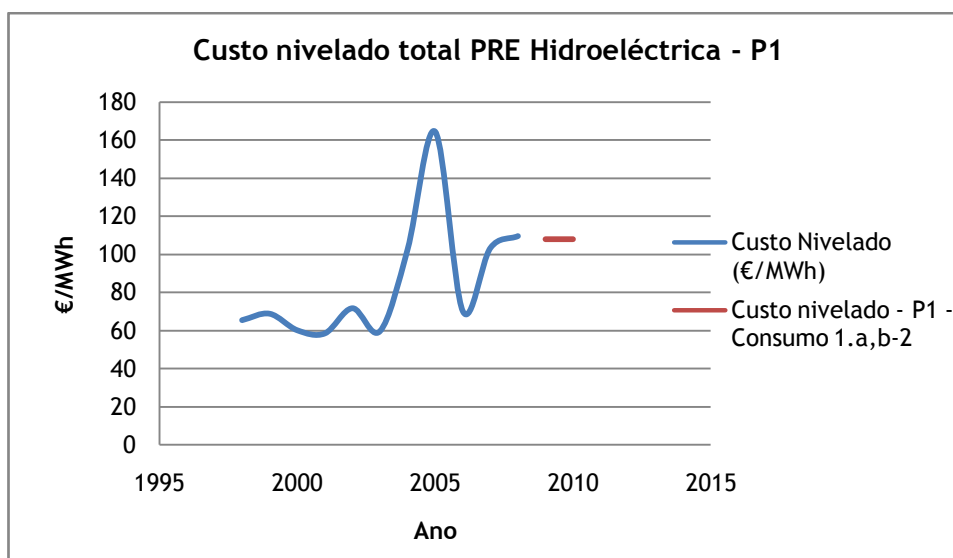
Figura 4.56-Histórico do custo de produção nivelado total de centrais produtoras a energia PRE Hidroeléctrica e previsão de evolução de custo segundo o cenário de potência P1 e os vários cenários de consumo.

A parcela que tem um maior impacto no custo é claramente a do investimento (Figura 4.57).
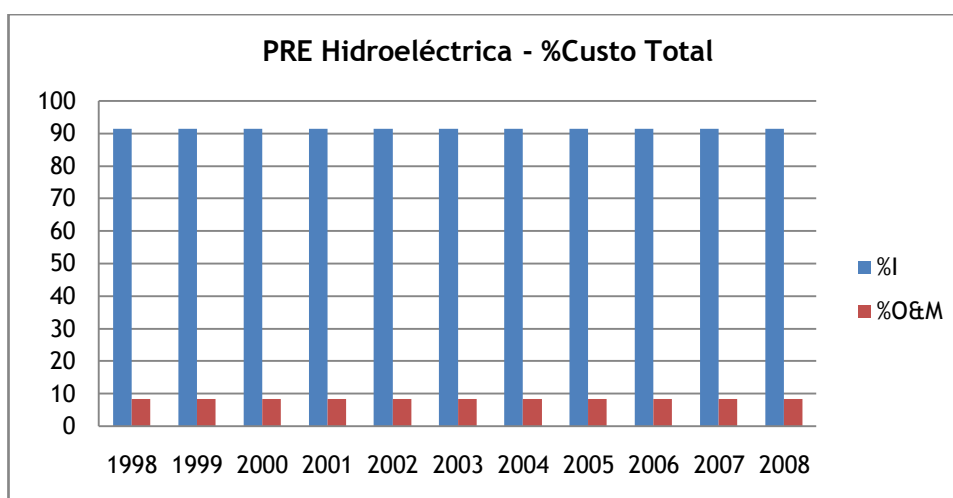
Figura 4.57 - Histórico desde 1998 com composição das várias parcelas (investimento; operação e/ou manutenção) dos custos de Energia PRE Hidroeléctrica

4.2.5.6 - Centrais produtoras de energia PRE Térmica

O histórico do custo nivelado para tipos de produção a partir de PRE Térmica foi diminuindo ao longo do tempo (Figura 4.58).

Como foi considerado um valor constante para o combustível, custos de investimento e operação e manutenção, a sua descida deveu-se, essencialmente, a um aumento por parte do factor de potência utilizado do total relativamente ao instalado.
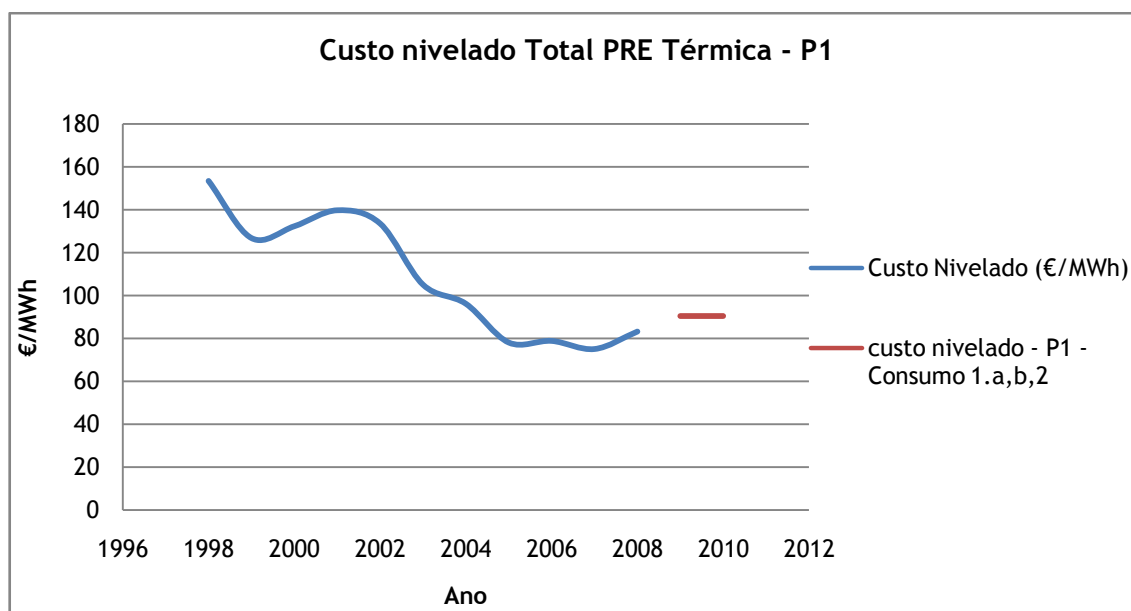
Figura 4.58 - Histórico do custo de produção nivelado total de centrais produtoras a energia PRE Térmica e previsão de evolução de custo segundo o cenário de potência P1 e os vários cenários de consumo.

O seu valor para a previsão futura situa-se em cerca de 90€/MWh. Devido ao que já foi referido anteriormente e com aplicação para todas as PRE, que se relaciona com a utilização do mesmo factor de utilização de potência instalada ao longo de todos os anos da previsão, este vai-se manter constante para todos os cenários.
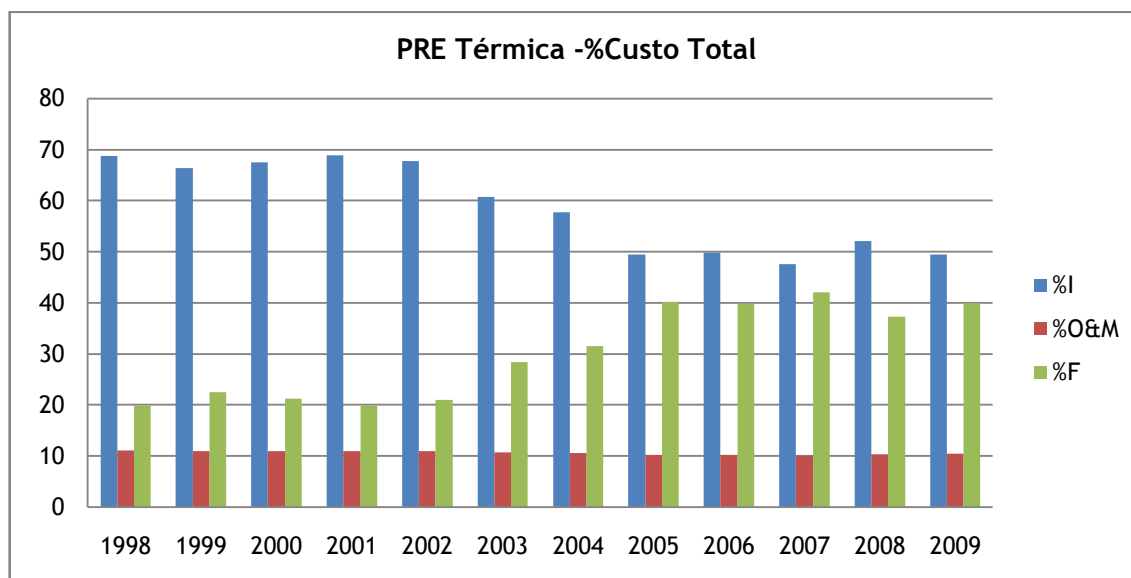
Figura 4.59 - Histórico desde 1998 e previsão para 2009 com composição das várias parcelas (investimento; operação e/ou manutenção) dos custos de Energia PRE Térmica

Na análise da composição das parcelas do custo total de produção, verifica-se que o custo de investimento a par do custo da biomassa, representam as maiores parcelas relativamente ao custo total. Tal é notório, principalmente quando existe um aumento por parte do factor de utilização da potência instalada.

4.2.5.7 - Centrais produtoras de energia PRE FV

Analisando o histórico do custo nivelado para a energia FV, constata-se que o custo nivelado tem vindo a descer até ao valor de 2007. A descida verificada até esse valor díspar, prende-se com a redução por parte do investimento, aliada a um factor de potência utilizada desta na ordem dos 14 % (Figura 4.61).

No entanto, em 2008, este valor foi particularmente alto devido ao factor de potência utilizada ter baixado de 16 % para 7 % (Figura 4.61), o que se traduziu num grande aumento no custo nivelado total por parte deste tipo de produção.
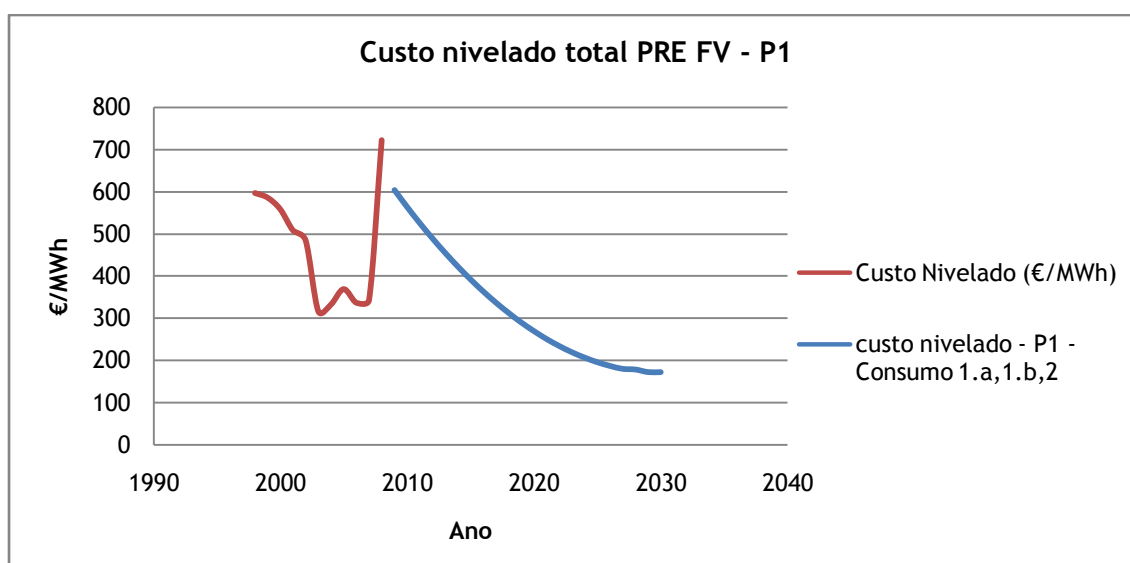
Figura 4.60 - Histórico do custo de produção nivelado total de centrais produtoras a energia FV e previsão de evolução de custo segundo o cenário de potência P1 e os vários cenários de consumo

As centrais FV têm o mesmo comportamento que as restantes PRE. No entanto, o custo de investimento decrescente considerado vai influenciar numa diminuição do seu custo nivelado total ao longo do tempo. O custo nivelado de painéis FV caracteriza-se por ser muito alto face às restantes tecnologias existentes no sistema.
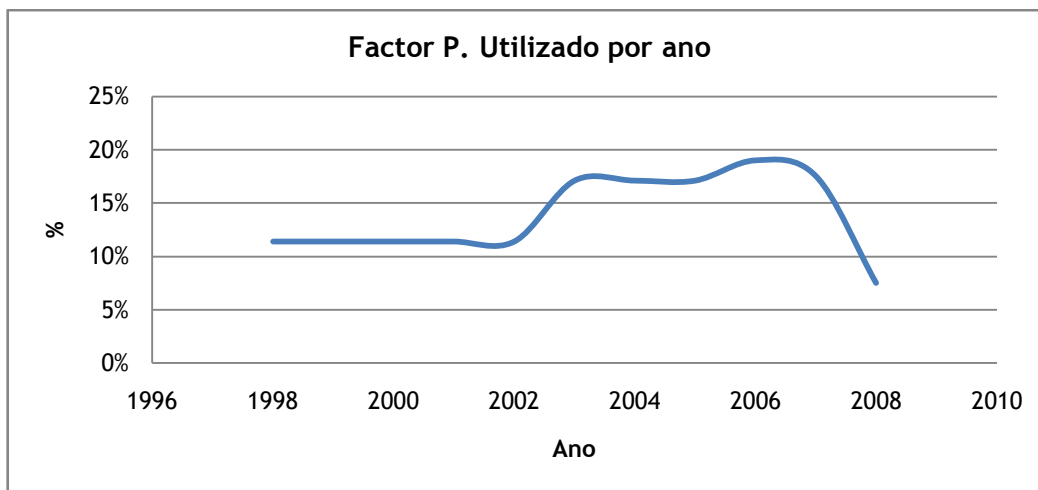
Figura 4.61 -Fracção da energia total anual produzida pela tecnologia FV, que seria capaz de gerar num ano à potência máxima instalada.

A parcela no custo total traduz-se, como seria expectável, quase na totalidade na parcela relativa ao investimento (Figura 4.62).
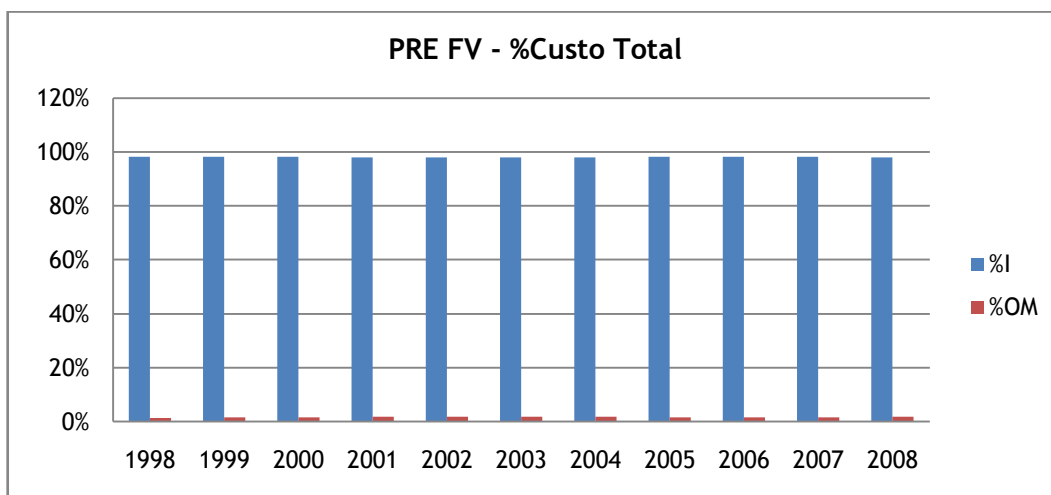
Figura 4.62 - Histórico desde 1998 com composição das várias parcelas (investimento; operação e/ou manutenção) dos custos de Energia PRE FV

4.2.5.8 - Centrais produtoras de energia a PRE eólica

Finalmente, o custo nivelado da eólica apresenta-se com um custo nivelado de produção que oscila entre os 70-90 €/MWh (Figura 4.63).
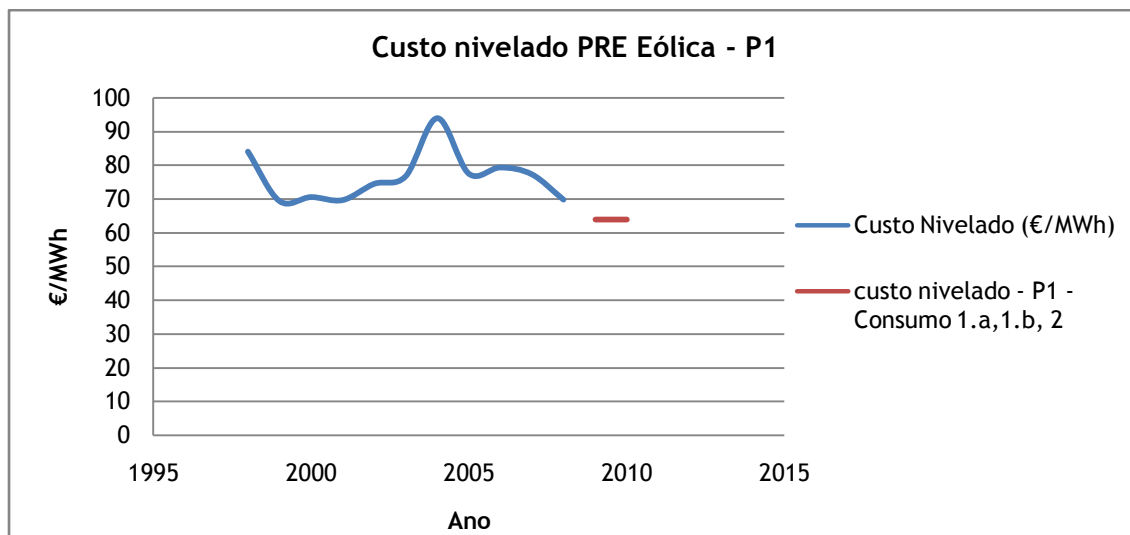
Figura 4.63 - Histórico do custo de produção nivelado total de centrais produtoras a energia PRE Eólica e previsão de evolução de custo segundo o cenário de potência P1 e os vários cenários de consumo.

Por se considerar o investimento e custos de manutenção constantes no horizonte da previsão para eólica, a par da potência utilizada ser igual para cada ano, implica que o custo nivelado se mantenha constante ao longo da previsão.
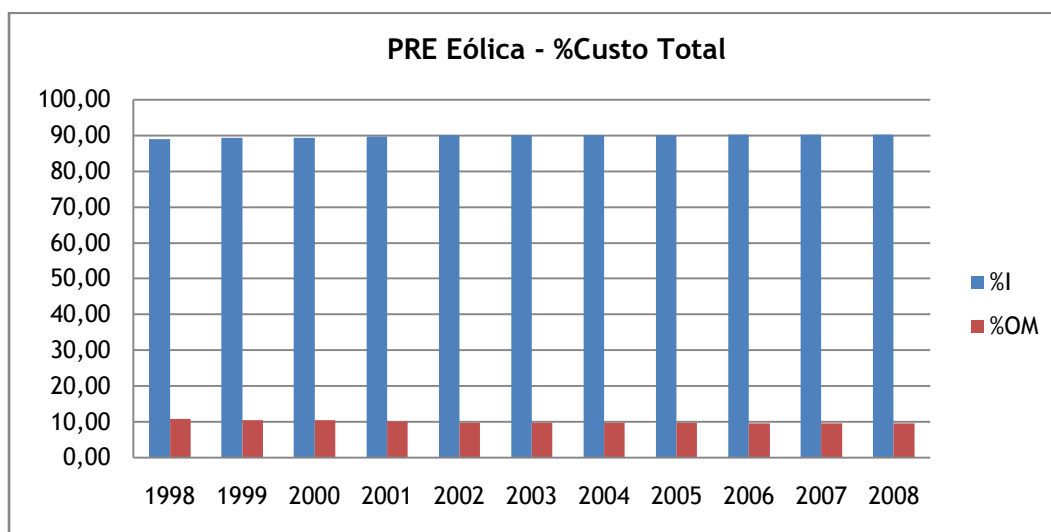
Figura 4.64 - Histórico desde 1998 com composição das várias parcelas (investimento; operação e/ou manutenção) dos custos de Energia PRE Eólica.

A parcela relativamente aos custos de investimento, assumem quase a totalidade do custo total deste tipo de sistemas (Figura 4.64).

4.2.5.9 - Custo do sistema – Cenário P1

Na previsão dos custos de produção nivelados totais do sistema, para o primeiro cenário de potência (Cenário P1), é interessante verificar as diferenças existentes para os três cenários de consumo.
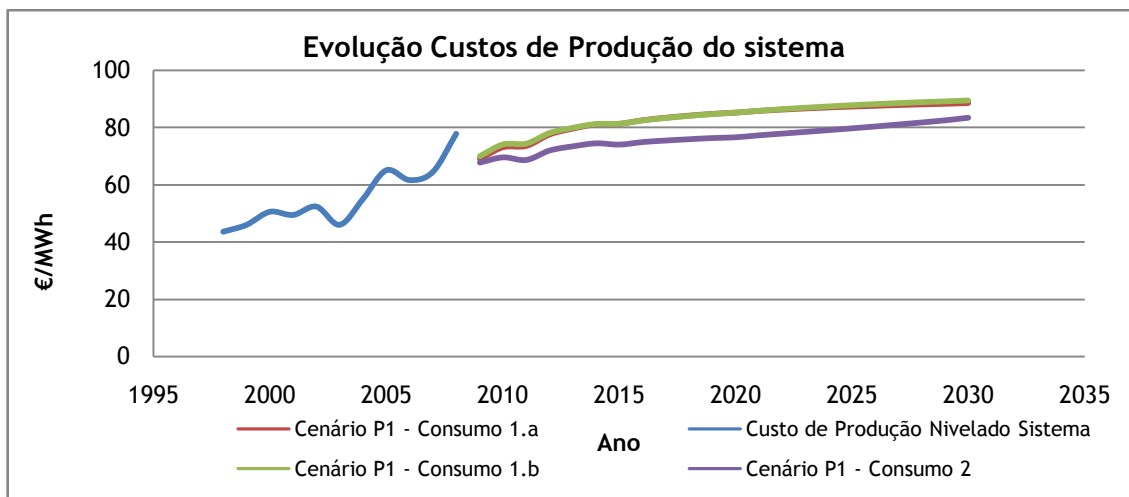
Figura 4.65 - Previsão dos custos nivelados totais do sistema para o primeiro cenário de evolução de potência sujeito aos três consumos previstos.

Através da análise da Figura 4.65, representativa do custo de produção total do sistema nota-se, antes de mais, uma redução por parte do custo total do sistema para 2009. Tal deve-se à baixa dos preços dos combustíveis que se irá traduzir numa redução na parcela variável do custo total.

Outro factor de relevância que se obtém por análise do gráfico é, no ano de 2012, uma subida do custo de produção total nivelado. Verifica-se este incremento no custo pela entrada em funcionamento do mercado do carbono onde, como já foi referido, o sector eléctrico será obrigado a recorrer a leilão para a compra das emissões totais que produz.
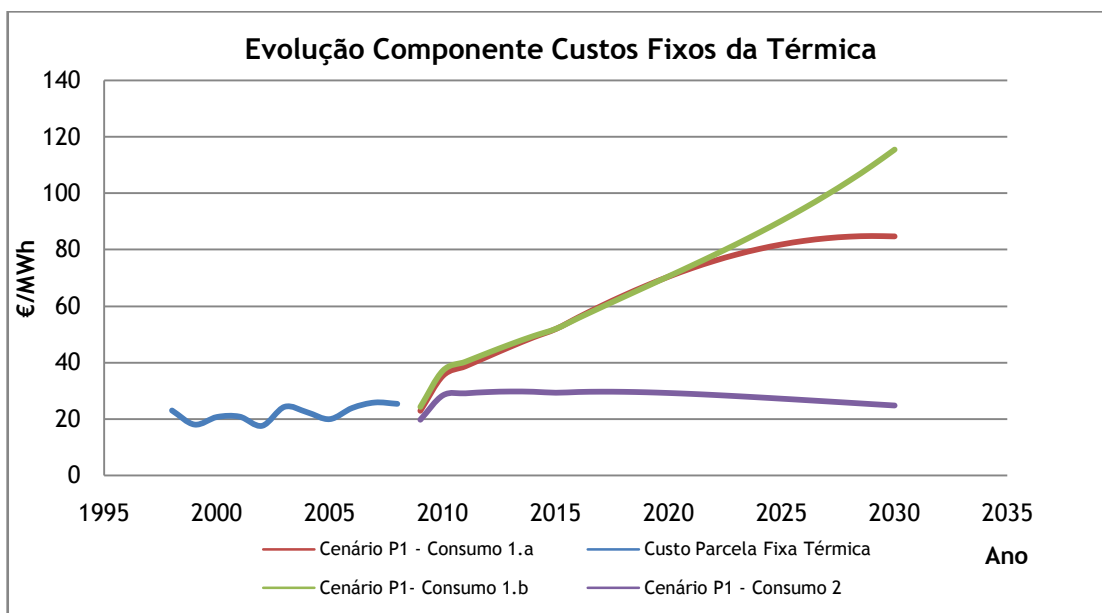
Figura 4.66 - Previsão componente de custos fixos relativa à produção térmica (térmica convencional: gás, carvão, fuel) para o primeiro cenário de evolução de potência sujeito aos três consumos previstos.

O que explica o facto dos custos nivelados totais do sistema terem valores maiores para os cenários onde o consumo é mais baixo, prende-se com a maneira como é calculado o custo

nivelado. Isto é, o facto de as térmicas ficarem com utilizações muito baixas das suas potências instaladas, faz com que a componente fixa do custo das térmicas (4.18) aumente muito (Figura 4.66).

$$C_{c.Fixa_{térmica}} = \frac{\sum(CNE_{fixo_t} \times E_t)}{E_{térmica}} \tag{4.18}$$

Onde:

- $C_{c.Fixa_{térmica}}$, componente dos custos fixos das térmicas (€/MWh)
- CNE_{fixo_t}, componente custo nivelado fixa da térmica t, num ano (€/MWh);
- E_t, energia produzida num ano pela térmica t (MWh).

Por outro lado, essa componente fixa de custo fixo das térmicas para o cenário 2, onde há subida por parte do consumo, é menor devido ao seu factor de utilização da capacidade instalada ser muito maior.

Ainda referente à Figura 4.66, constata-se que a diferença entre os cenários de consumo onde há descida (Cenário 1.a e 1.b), só começa a ser notada quando os valores destes começam a ser mais díspares (por volta do ano 2025). A componente fixa dos custos da térmica do consumo 1.b continua a aumentar, explicada, como foi dito anteriormente, por um menor consumo reflectido no uso de uma potência instalada menor.
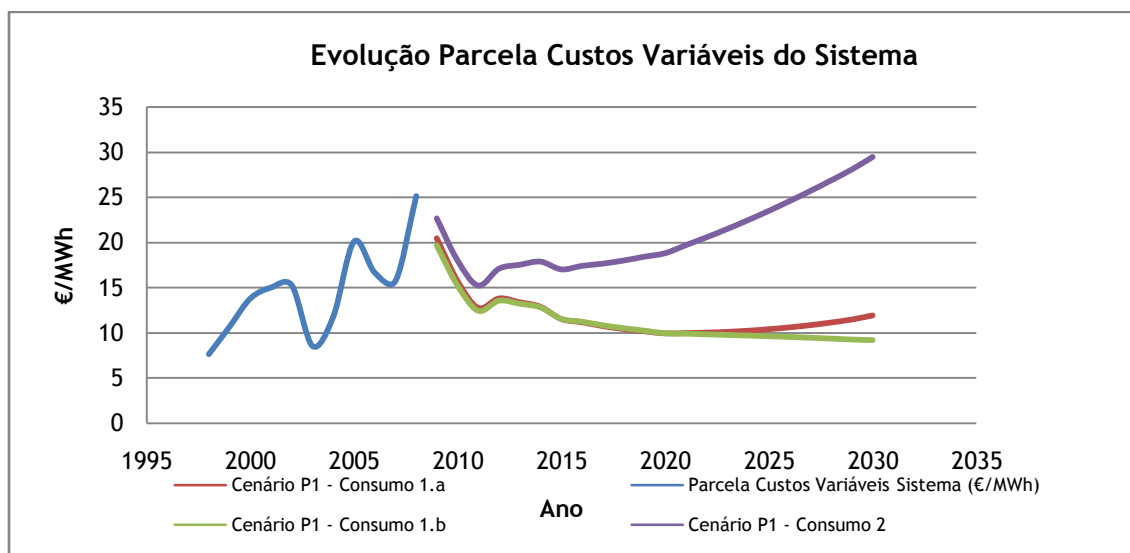
Figura 4.67 - Previsão parcela custos variáveis do sistema (térmica convencional: gás, carvão, fuel) para o primeiro cenário de evolução de potência sujeito aos três consumos previstos.

Por outro lado, a parcela de custos variáveis relativa à produção total, que reflecte o peso destes têm no sistema todo (Figura 4.67), varia de forma inversa. Ao haver maior consumo, significa uma maior utilização por parte da potência instalada das térmicas, tendo como consequência a subida por parte da parcela variável dos custos, relacionados com combustível e, mais tarde, com o carbono. É também mais declarada a diferença existente, a

partir de 2025, entre os cenários de consumo 1.a e 1.b, devendo-se à influência do menor funcionamento por parte da térmica neste último. A tendência de subida que o cenário 1.a experiencia a partir do ano de 2025 explica-se com o aumento dos preços dos combustíveis e carbono, aliadas a uma estabilização por parte do consumo que origina a produção ser sensivelmente igual para estes anos.

Finalmente, outro dado que transparece da figura anteriormente referida, é a ligeira descida que existe em 2014, reflectindo a saída de serviço das centrais a fuel, como foi considerado para o cenário P1.

4.2.5.10 - Custo do sistema – Cenário P2

O custo de produção do sistema para o cenário P2, com a inclusão de uma central a carvão com e sem captura de carbono (*CCS*), em 2020, é analisado seguidamente.
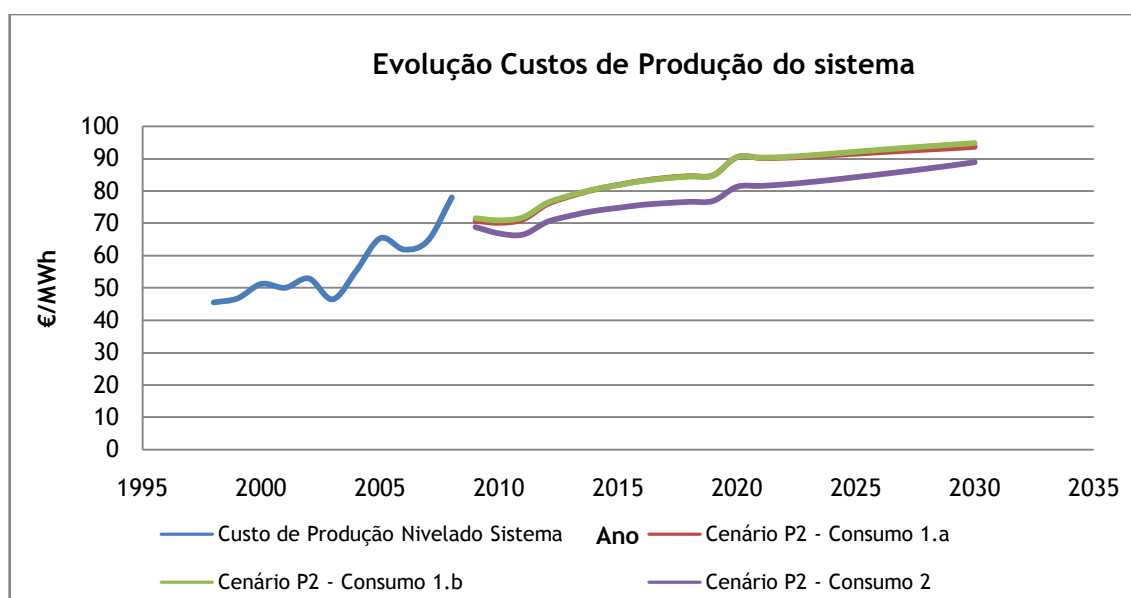
Figura 4.68 - Previsão dos custos nivelados totais do sistema para o segundo cenário de evolução de potência sujeito aos três consumos previstos.

Torna-se perceptível que com a inclusão, em 2020, de uma central com captura de carbono, fará aumentar o custo total do sistema em sensivelmente 5€/MWh (Figura 4.68).

Comparando o cenário de potência instalada P1 com o presente, verifica-se que o custo é maior no segundo. A razão pela qual tal sucede dá-se, maioritariamente com a inclusão da central *CCS* e o seu alto custo de investimento e manutenção. No entanto, sem essa central seria expectável que o custo do sistema fosse menor.

Analisando a componente de custos variáveis, verifica-se que esta baixa, como aliás seria expectável, devido às emissões de carbono deixarem de existir e, portanto, esse incremento na parcela variável do custo deixar de existir (Figura 4.69).
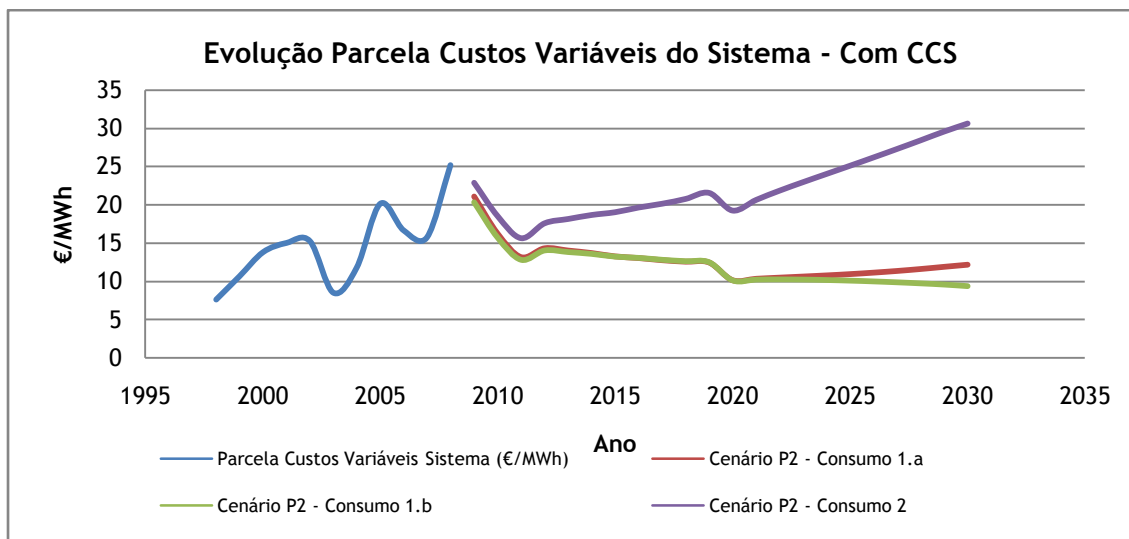
Figura 4.69 - Previsão parcela custos variáveis do sistema (térmica convencional: gás, carvão, fuel) para o segundo cenário (com *CCS*) de evolução de potência sujeito aos três consumos previstos.

A maior percentagem das térmicas na satisfação do consumo por parte do cenário P2, originada pela menor existência de potência a partir de fontes renováveis, origina a um valor maior na parcela de custos variáveis do sistema. Este valor é ligeiramente superior com *CCS*, devido aos custos com carbono deixarem de existir (Figura 4.70).
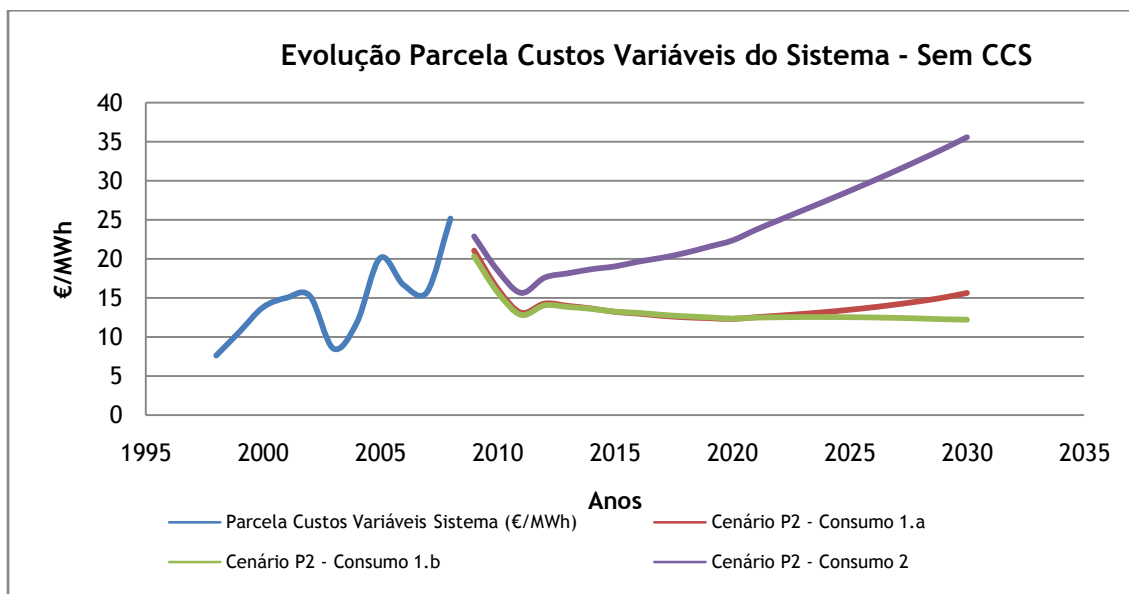
Figura 4.70 -Previsão parcela custos variáveis do sistema (térmica convencional: gás, carvão, fuel) para o segundo cenário (sem *CCS*) de evolução de potência sujeito aos três consumos previstos.

No entanto, se for considerada uma central a carvão convencional, observa-se que a componente variável do custo é bastante superior à verificada para o cenário P1. Tal é originado pela já referida maior participação destas na produção, aliada ao crescendo do custo com combustíveis e carbono (Figura 4.70).

4.3 - Preço do mercado da electricidade

O preço do mercado da electricidade é calculado nesta secção do capítulo. Os dados utilizados para o seu cálculo são os anos relativos à entrada em funcionamento do *pool* diário em Portugal (2007 e 2008), sendo o primeiro valor estimado para o preço de mercado, o de 2009.

É notória a relação existente entre a parcela variável do custo total do sistema produtor e o PM (preço de mercado).(Figura 4.71)
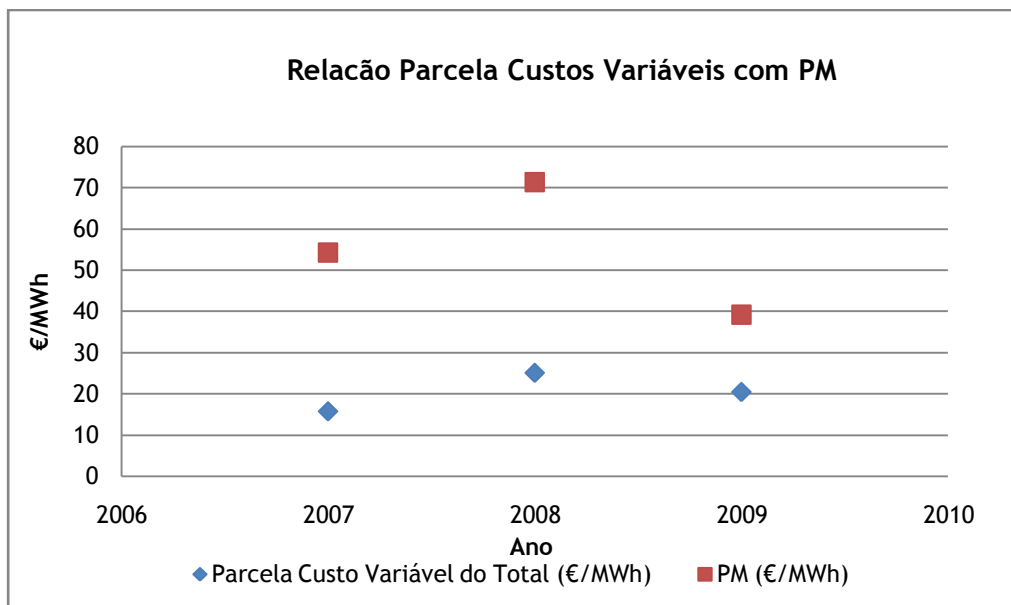
Figura 4.71 - Relação entre parcela variável do custo total e preço de mercado para os anos de treino (2007,2008) e ano de teste (2009).

Como já foi explicitado aquando da explicação da metodologia utilizada, o preço de mercado reflecte essencialmente os custos variáveis nas ofertas que faz ao mercado. No entanto, é considerada uma parcela fixa correspondente a um valor mínimo para quando o custo variável é zero, o que acontecesse se houver apenas fontes renováveis a produzir.

Seguidamente é aplicada a metodologia descrita para os cenários de potência e de consumo considerados.

4.3.1 - Cenário P1

Aplicando a metodologia ao primeiro cenário de potência instalada, apresentam-se em baixo as figuras com os resultados, seguindo-se uma análise destas (Figuras 4.72;4.73;4.74;4.75).
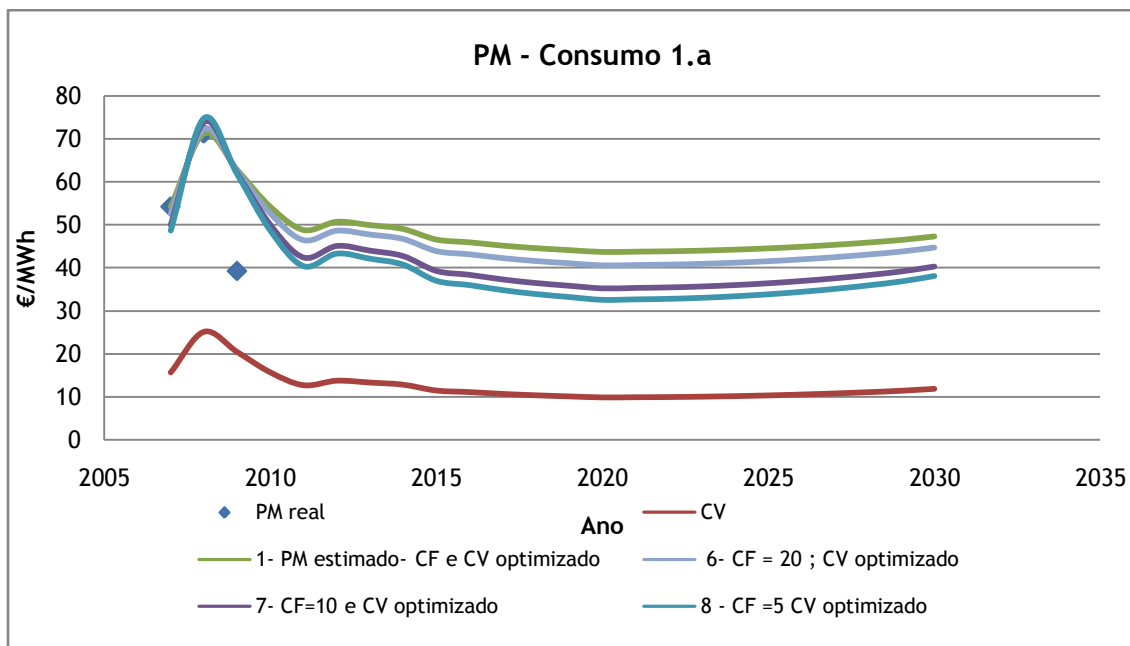
Figura 4.72 - Previsão Parcela de custos variáveis do total do sistema (CV) e Previsão do Preço do mercado (PM) até 2030 com as várias componentes fixas consideradas - Cenário P1 - Consumo 1.a
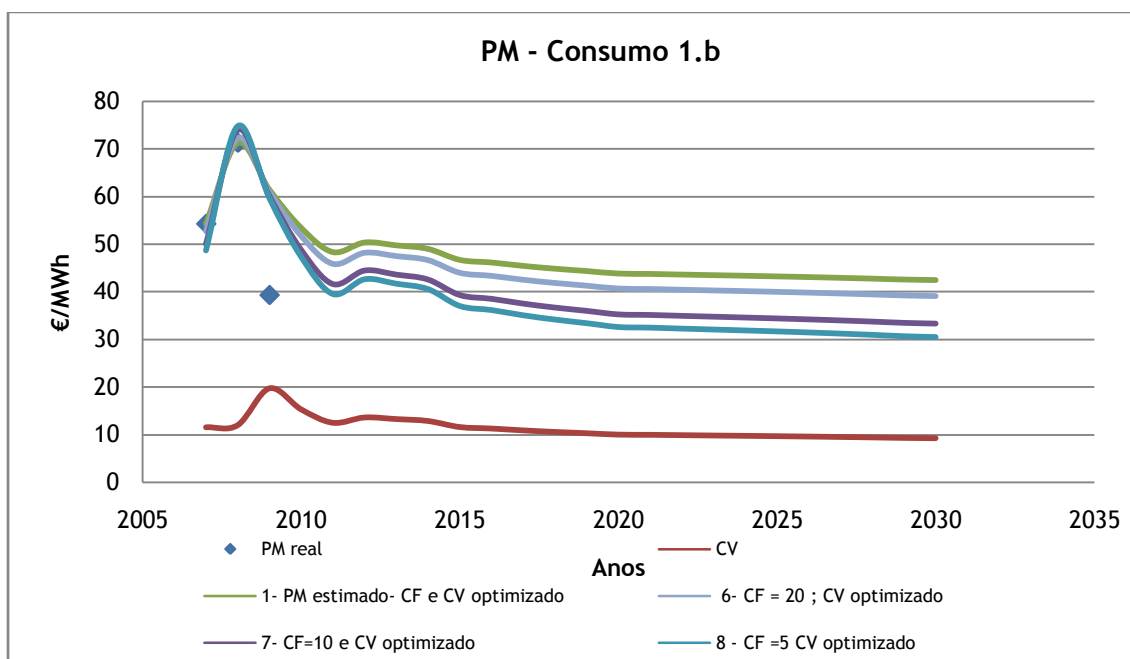
Figura 4.73 - Previsão Parcela de custos variáveis do total do sistema (CV) e Previsão do Preço do mercado (PM) até 2030 com as várias componentes fixas consideradas - Cenário P1 - Consumo 1.b.
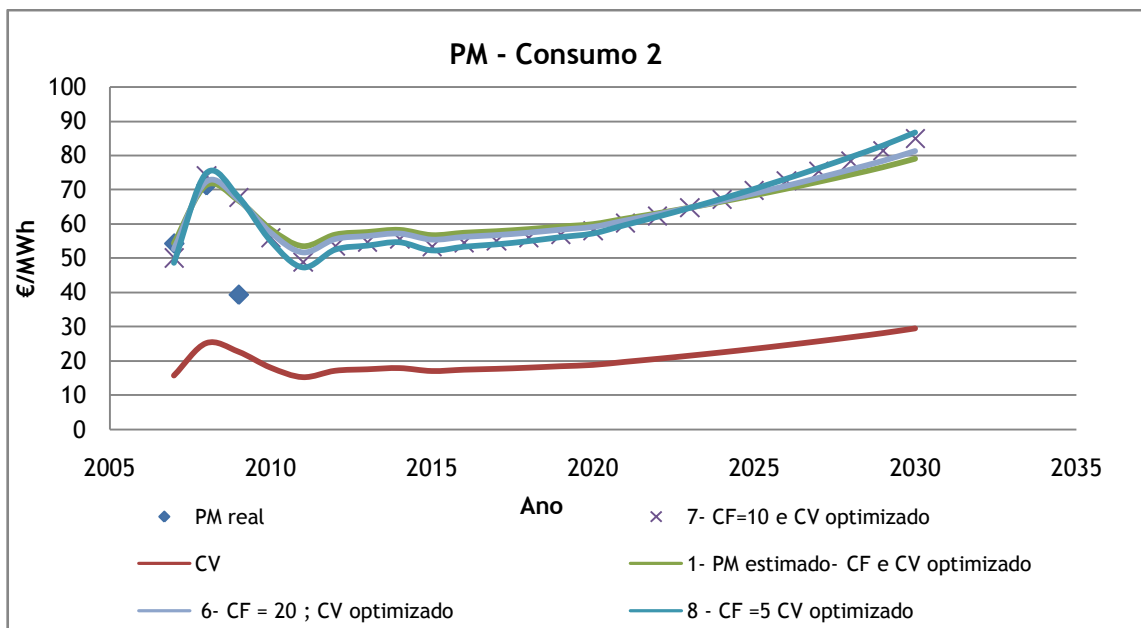
Figura 4.74 - Previsão Parcela de custos variáveis do total do sistema (CV) e Previsão do Preço do mercado (PM) até 2030 com as várias componentes fixas consideradas – Cenário P1 - Consumo 2
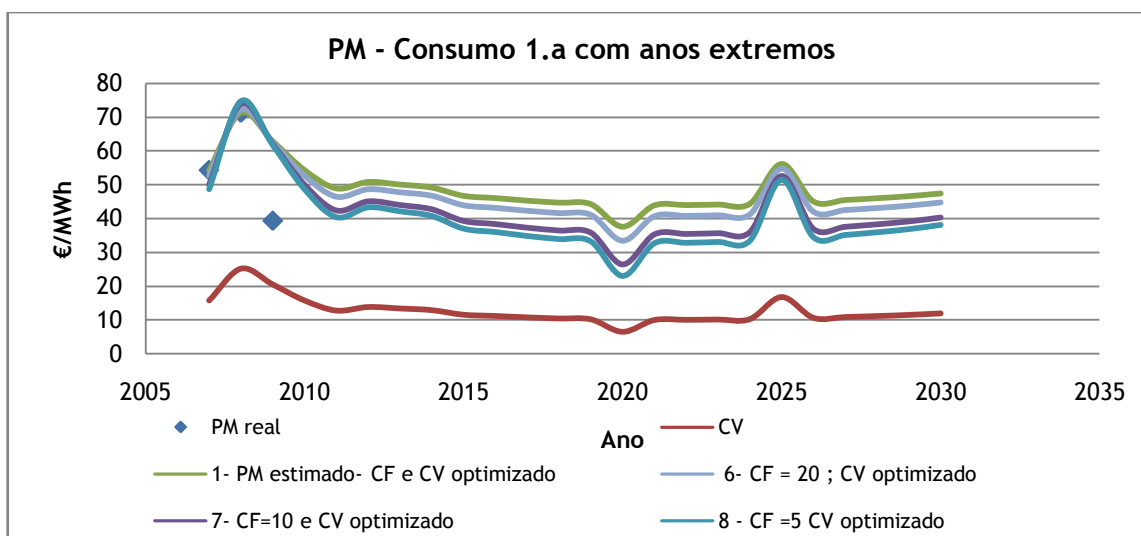
Figura 4.75 - Previsão Parcela de custos variáveis do total do sistema (CV) e Previsão do Preço do mercado (PM) até 2030 com as várias componentes fixas consideradas – Com inclusão de anos extremos.

Analisando os resultados presentes nas figuras anteriores verifica-se que existe um erro acentuado para o conjunto de teste, 2009. Este facto deve-se, por um lado, a simulação de despacho efectuada não ter sido considerada a importação (por razões já anteriormente explicitadas). Essa razão implicou que as térmicas tivessem que assumir a satisfação da totalidade do consumo, implicando uma parcela variável do custo mais elevada e, portanto, um preço de mercado mais elevado. Por outro lado, outro elemento que pode explicar este valor é o facto da hidraulicidade poder ter aumentado muito no ano de 2009, transmitindo-se numa redução no preço de mercado.

Analisando os diferentes valores obtidos, verifica-se que o preço mais elevado obtido e com tendência continuamente crescente foi para cenário 2 de consumo, como era expectável

dado a existência de uma maior produção por parte das térmicas para satisfazer o crescente consumo (entre cerca de 90-80 €/MWh em 2030).(Figura 4.74)

Por outro lado, o cenário onde existe um maior decréscimo é o cenário 1.b. Este é o que apresenta o menor consumo e, portanto, menor utilização do parque produtor térmico, com menor parcela de custos variáveis e, consequentemente, menor preço de mercado (40-30 €/MWh).(Figura 4.73)

Finalmente, para o cenário 1.a, onde o consumo estabiliza no longo prazo, é obtido um valor de (48-38 €/MWh). Este começa a ter uma leve tendência ascendente (a partir de cerca de 2025) essencialmente provocado pelo crescimento dos combustíveis se sobreporem a uma estabilização do consumo.

É interessante também visualizar para o cenário com anos extremos (Figura 4.75) como a influência da hídrica pode ditar a mudança do preço de mercado. Para o ano de 2020 é considerado um ano de muita hídrica, onde o preço do sistema baixa consideravelmente sendo que, no sentido inverso, acontece o mesmo em 2025 mas caracterizado por um ano seco. É importante aferir esse efeito de modo a criar bandas que definam valores para variação da Hídrica e, por exemplo das PRE, mais sujeitas a imprevisibilidade por força dos recursos que utilizam e com influência no preço de mercado, visto a isso significar uma maior ou menor utilização das térmicas e, consequentemente, influenciando o custo marginal do sistema.

Em suma, por análise dos cenários do consumo onde há decréscimo (Figuras 4.75;4.73), pode ser expectável uma redução no preço de mercado face aos que têm sido verificados. Esta possível ocorrência poderá ocorrer devido ao grande incremento de potência instalada por parte de fontes renováveis, ficando as térmicas com uma reduzida percentagem do consumo total, visto este decrescer. Tal implicará uma redução nos custos variáveis que, por sua vez, influencia o preço de mercado.

4.3.2 - Cenário P2

Aplica-se agora ao segundo cenário a metodologia para a previsão do preço do mercado da electricidade (Figuras 4.76; 4.77;4.78;4.79).
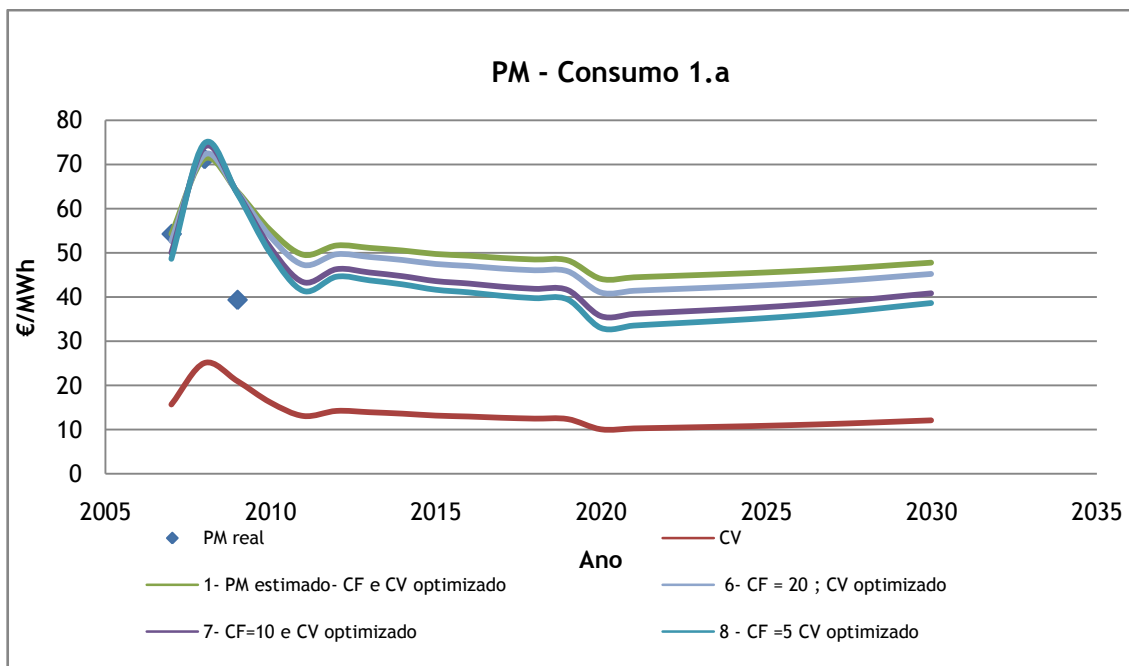
Figura 4.76 -Previsão Parcela de custos variáveis do total do sistema (CV) e Previsão do Preço do mercado (PM) até 2030 com as várias componentes fixas consideradas – Cenário P2 - Consumo 1.a.
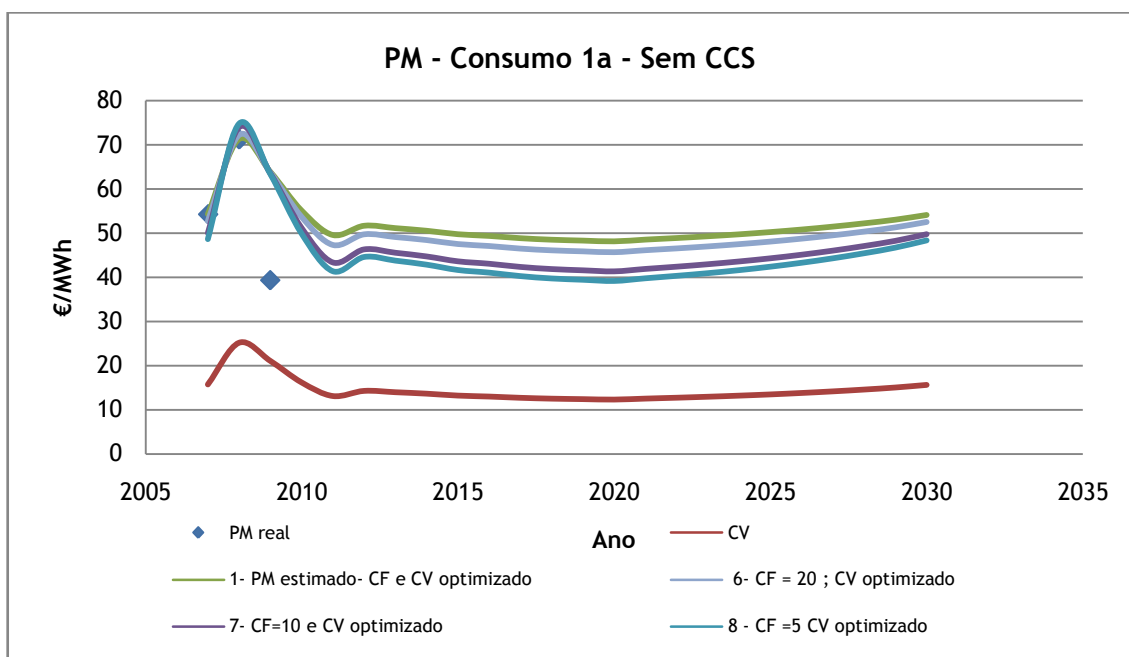
Figura 4.77 - Previsão Parcela de custos variáveis do total do sistema (CV) e Previsão do Preço do mercado (PM) até 2030 com as várias componentes fixas consideradas. Sem considerar *CCS* no carvão – Cenário P2 - Consumo 1.a.
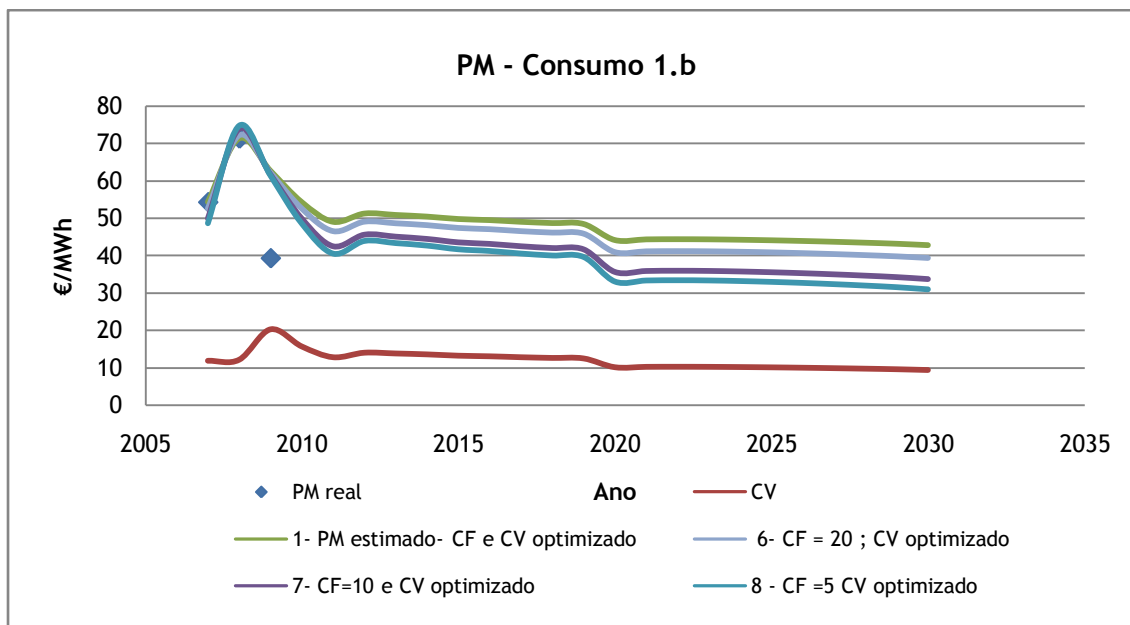
Figura 4.78 -Previsão Parcela de custos variáveis do total do sistema (CV) e Previsão do Preço do mercado (PM) até 2030 com as várias componentes fixas consideradas Cenário P2 - Consumo 1.b.
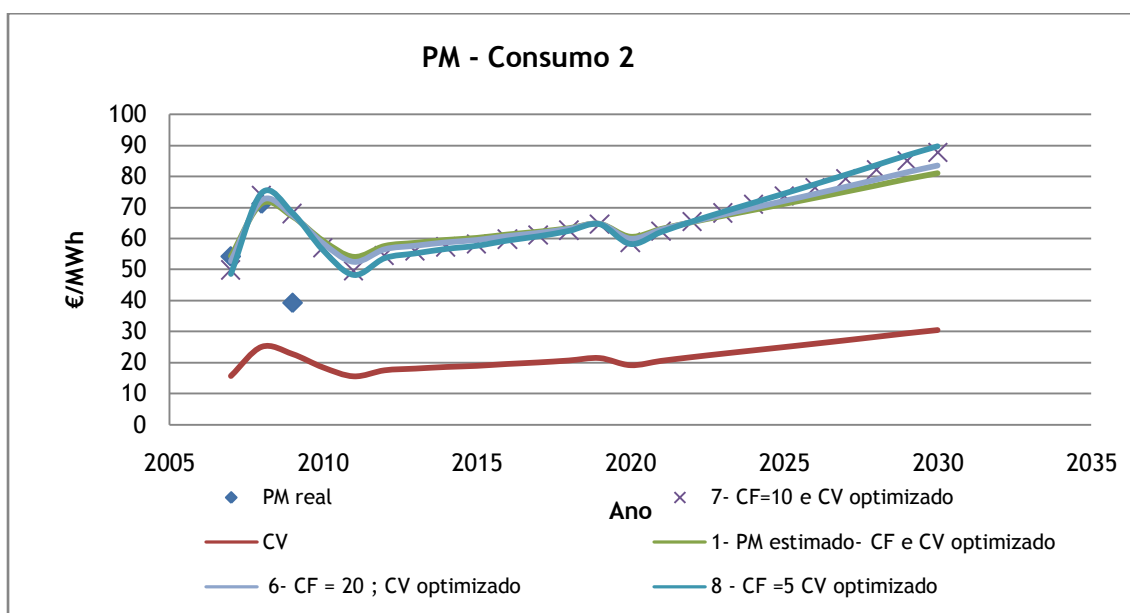
Figura 4.79 - Previsão Parcela de custos variáveis do total do sistema (CV) e Previsão do Preço do mercado (PM) até 2030 com as várias componentes fixas consideradas– Cenário P2 - Consumo 2.

Analogamente ao que foi concluído no primeiro cenário de potência, a previsão para o conjunto de teste, 2009, tem um erro considerável por razões já explicitadas.

Analisando os resultados da previsão do preço de mercado para os vários anos, observa-se claramente a redução que tem o preço de mercado em 2020, com a entrada em funcionamento da central a carvão com *CCS* e consequente redução de custos variáveis por parte da emissão de carbono que se reflecte no preço de mercado final (Figuras 4.76;4.78;4.79).

A diferença entre os preços de mercado quando comparados com o cenário de potência anterior é praticamente nula, devendo-se a isso à implementação da central *CCS* que diminui os custos variáveis do sistema, sendo esta a maior emissora de carbono por unidade de energia do parque produtor.

Assim, foi experimentado um cenário onde foi substituída a central com sequestro e armazenamento de carbono por uma convencional, analisando a sua influência no preço para o cenário de consumo 1.a (Figura 4.77). Verifica-se que a parcela variável do custo do sistema apresenta um aumento quando comparado ao cenário de potência P1 na ordem dos 10 €. Tal explica-se devido à menor incidência por parte de renováveis no cenário P2, aumentando por isso a produção das térmicas e, consequentemente, o custo marginal.

Capítulo 5

Conclusões e Trabalhos Futuros

5.1 - Conclusões

O presente trabalho de dissertação teve como objectivo principal a previsão, a longo prazo, do preço da electricidade. Esta era centrada nas suas componentes relativas à previsão de custos nivelados do sistema produtor e preços de mercado da electricidade.

Com o intuito de alcançar os objectivos propostos, foi estabelecida uma metodologia que relacionasse as variáveis pertencentes ao sistema eléctrico, de modo a permitir o estudo de diferentes hipóteses futuras. Assim, foram criados dois cenários para a evolução futura da potência instalada e três de consumo que reflectissem possíveis situações díspares para, desta forma se obter um melhor modo de aferir possíveis conjunturas.

Dos três cenários de consumo, dois deles assumem que existe uma redução por parte deste, sendo um deles de estagnação futura e, outro, de decréscimo acentuado ao longo do tempo. Por outro lado, foi considerado um cenário com subida. Relativamente à potência instalada, um dos cenários caracterizou-se, sobretudo, por uma abordagem positiva acerca da potência instalada, nomeadamente por parte de fontes renováveis, tendo o outro um comportamento contrário.

Através da relação entre estas duas componentes do sistema, foi possível realizar a simulação de um despacho para o horizonte temporal de trinta anos que averiguasse o retrato da satisfação do consumo por parte do parque produtor.

Estabelecendo os custos relativos para cada uma das tecnologias que compõem o sistema, juntamente com as variáveis referidas e um cenário de evolução para os preços de combustíveis, com inclusão de um mercado de carbono, foi possível realizar a previsão dos custos de produção no horizonte definido.

Da previsão da evolução dos custos de produção do sistema, tiraram-se conclusões das quais se destacam algumas das mais relevantes. Com um cenário onde existe um decréscimo

futuro de consumo, verifica-se que a componente térmica, fruto de um incremento de fontes renováveis (PRE e hídrica), baixa progressivamente ao longo do tempo. Essa baixa progressiva e a fraca utilização da potência instalada resultam num acréscimo na parcela de custos relativos à componente fixa, que causa um aumento do custo nivelado total do sistema. Por outro lado, os custos variáveis do sistema baixam para estes cenários de consumo.

Como a relação entre o custo de produção do sistema quanto ao preço de mercado da electricidade, se relaciona, essencialmente, com a parcela variável destes e face ao que foi dito anteriormente, por parte do seu decréscimo quando existe uma redução no consumo, prevê-se a possibilidade de um decréscimo futuro do preço de mercado. Este decréscimo no preço de mercado, com o aumento do custo de produção total nivelado do sistema, poderá causar problemas à regulação do preço da electricidade, no futuro.

Para além disso, em cenários de aumento do consumo, foi obtido um preço de mercado crescente, dado a parcela de custos variáveis do sistema ter sempre uma curva ascendente (também pressionada pelo aumento do custo dos combustíveis e emissões de carbono expectáveis).

5.2 - Trabalhos Futuros

Quanto a possíveis trabalhos futuros, torna-se relevante um estudo acerca dos comportamentos que o preço da electricidade regulado e as suas diferentes componentes tarifárias terão, face aos vários cenários estudados na evolução a longo prazo do preço de mercado.

Referências

[1] *Rede Energética Nacional*. Available: http://www.ren.pt/vPT/Pages/Homepage.aspx

[2] L. M. P. Capros, V. Papandreou, N. Tasios, "Trends to 2030 - Update 2007," 2008.

[3] Instituto do Ambiente, "Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão de CO2 (PNALE)," 2006.

[4] Europa, Sínteses da legislação da UE. *Livro Verde: estratégia europeia para uma energia sustentável, competitiva e segura*. Available: http://europa.eu/legislation_summaries/energy/european_energy_policy/l27062_pt.htm

[5] Europa, Sínteses da legislação da UE. *Livro Verde sobre a eficiência energética ou "Fazer mais com menos"*. Available: http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+REPORT+A6-2006-0160+0+DOC+XML+V0//PT

[6] Europa, Sínteses da legislação da UE. *Plano de acção para a Eficiência Energética*. Available: http://europa.eu/legislation_summaries/energy/energy_efficiency/l27064_pt.htm

[7] Europa, Sínteses da legislação da UE. *Roteiro das Energias Renováveis*. Available: http://europa.eu/legislation_summaries/energy/renewable_energy/l27065_pt.htm

[8] Europa, Sínteses da legislação da UE. Outubro). *Sobre a quota das energias renováveis na UE e propostas de acção concretas*. Available: http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+REPORT+A6-2005-0227+0+DOC+XML+V0//PT

[9] Europa, Sínteses da legislação da UE. *Duas vezes 20 até 2020*. Available: http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:52008DC0030:PT:NOT

[10] S. Furfari, *Le Monde et l'Énergie*: Technip, 2007.

[11] P. C. Loreta Stankeviciute, "Energy and climate policies to 2020; the impacts of the European "20/20/20" approach," *International Journal of Energy Sector Management*, vol. 2, 2008.

[12] A. J. Covarrubias, "Expansion Planning for Electric Power System," *IAEA Bulletin*, vol. 21, NO2/3.

[13] G. S. Daniel Kirschen. (2004). *Fundamentals of Power System Economics*.

[14] D. Instituto da Água, REN, COBA, PROCESL, "Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico," ed, 2007.

[15] "Dados Técnicos electricidade - 2008," Rede Eléctrica Nacional2008.

[16] J. L. P. P. d. S. João Paulo Tomé Saraiva, Maria Teresa Ponce Leão, "Mercados de Electricidade - Regulação e Tarifação de Uso das Redes," ed: FEUPedições, 2002.

[17] R. Castro, "Breve Caracterização do Sistema Eléctrico Nacional," *IST*, 2009.

[18] T. Santos, "Previsão de Potência Eólica com base em Modelos de Prospecção de Similaridade Histórica," Master, FEUP, Universidade do Porto, 2009.

[19] S. A. DeLurgio, *Forecasting Principles and Applications*: McGRAW-HILL, 1998.

[20] J. Fanchi, *Energy in 21st Century*: World Scientific Publishing Co. Pte.Ltd, 2005.

[21] Y. J. Sunung Moon, "How valid are long-term government plans? Technological Forecasting of the Korean biotechnology industry," *Policy Modeling,* 2009.

[22] C. Monteiro, "Técnicas de regressão," *Apontamentos da Disciplina de Técnicas de Previsão do MIEEC - FEUP,* 2008.

[23] S. R. Ernst Worrel, Gale Boyd, "Advances in Energy Forecasting Models Based on Engineering Economics," *Annual Review Environnmental and Resources* 2004.

[24] N. v. Beek, "Classification of Energy Models," ed: Tilburg University & Eindhoven University of Technology, 1999.

[25] O. M. Vincenzo Bianco, Sergio Nardini, "Electricity consumption forecasting in Italy using linear regression models," *Energy,* 2008.

[26] P. B. Zaid Mohamed, "Forecasting electricity consumption in New Zealand using economic and demographic variables," *Energy,* 2003.

[27] A. A. M. F. Egelioglu, H. Guven, "Economic variables and electricity consumption in Northern Cyprus," *Energy,* 1999.

[28] R. S. J. Tol, "Modelling the costs of emission reduction: different approaches," *Pacific and Asian Journal of Energy*.

[29] M. H. Deltlef Vuuren, Terry Barker, Keywan Riahi, Stefan Boeters, Jean Chateau, Serban Scrieciu, Jasper van Vliet, Toshikiko Masui, Kornelis Blok, "Comparison of top-down and bottom-up estimates of sectoral and regional greenhouse gas emission reduction potencials," *Energy,* 2009.

[30] O. E. Nico Bauer, "Linking energy systems and macroeconomic growth," *Springer-Verlag,* 2007.

[31] L. S. Sabine Messner, "MESSAGE-MACRO: linking an energy supply model with a macroeconomic module and solving it iteratively," *Energy,* 1998.

[32] Z. M. N. Mohammad Reza Zonooz, Ahmad Mohd. Yusof, Kamaruzzaman Sopian, "A Review of MARKAL Energy Modeling," *European Journal of Scientific Research,* 2009.

[33] S.D. Pohekar, M. Ramachandran, "Application of multi-criteria decision making to sustainable energy planning - A review," *Energy,* 2003.

[34] E. Loken, "Use of multicriteria decision analysis methods for energy planning problems," *Renewable&Sustaiable Energy,* 2005.

[35] S. Jebaraj, S. Iniyan, "A review of energy models," *Renewable&Sustaiable Energy,* 2004.

[36] Ad J. Seebregts, Gary A. Goldstein, Koen smekens, "Energy/Environmental Modeling with MARKAL family Models."

[37] EC4MACS, "The PRIMES Model," 2008.

[38] P. Capros, L. Mantzos, V. Papandreou, N. Tasios, "Energy Systems Analysis of CCS technology - PRIMES Model Scenarios," Institute of communication and computer systems2007.

[39] S. C. B. Amit Kumar, H.L. Pham, "Greenhouse gas mitigation potential of biomass energy technologies in Vietnam using the long-range energy alternative planning system model," *Energy,* 2002.

[40] Eurostat. Outubro). Available: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home/

[41] E. T. Shahriar Shafiee, "A Long-term view of worldwide fossil fuel prices," *Applied Energy,* 2009.

[42] M. B. Ryan Wiser, "An Overview of Alternative Fuel Price and Carbon Regulation Scenarios," Berkeley National Laboratory2004.

[43] E. Comission. 2009). *Environment - Emission Trading System*. Available: http://ec.europa.eu/environment/climat/emission/implementation_en.htm

[44] D. Anderson, "Electricity Generation Costs and Investment Decisions: A Review," UK Energy Research Centre2007.

[45] F. H. Rolf Kehlhofer, Franz Stirnimann, Bert Rukes, *Combined-Cycle Gas&Steam Turbine Power Plants,* 3rd ed., 2009.

[46] V. Miranda, "Tópicos de Matemática Financeira - para Aplicação em Gestão de Energia," Apontamentos de Gestão de Energia do DEEC - FEUP2004.

[47] A. R. John Klein, "Comparative Costs of California Central Station Electricity Generating Technologies," California Energy Comission2007.

[48] P. Power, "The Cost of Generating Electricity," Royal Academy of Engineering2004.

[49] "Electricity Market Module," EIA2009.
[50] "World Energy Outlook (2050)- WETO H_2," European Comission2005.
[51] C. Abreu, "Custos Financeiros e Sociais da Geração de Electricidade em Parques eólicos," Master, Tecnologia do Ambiente, Universidade do Minho, 2006.
[52] "Projected Costs of generating electricity," International Energy Agency2005.
[53] "A Guide to UK Mini-Developments," The British Hydropower Association 2005.
[54] R. Castro, "Introdução à Energia Mini-Hídrica," Instituto Superior Técnico2002.
[55] "State of the art of small Hydropower in EU-25," European Small Hydropower Association.
[56] O. Paish, "Micro-hydropower: status and prospects," *Power & Energy,* 2002.
[57] *Energy and the challenge of sustainability*: World Energy Assessment, 2000.
[58] M. B. Ryan Wiser, "Annual Report on U.S. Wind Power Installation, Cost, and Performance Trends: 2006," U.S. Department of Energy2006.
[59] H. Leite, "Aproveitamento energético da Biomassa," *Apontamentos da Disciplina de Produção Dispersa do MIEEC -FEUP,* 2008.
[60] A. Lopes, "Produção Eólica e Enquadramento Técnico-Económico em Portugal," Master, Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Universidade do Porto, 2009.
[61] P. F. Marco Raugei, "Life Cycle Impacts and costs of Photovoltaic systems: Current state of the art and future outlooks," *Energy,* 2009.
[62] "Trends in Photovoltaic applications," International Energy Agency2008.
[63] Photovoltaic Technology Research Advisory Council, "A Vision for Photovoltaic Technology," European Comission2005.
[64] Direcção Geral de Energia e Geologia. Available: http://www.dgge.pt/
[65] U.S. Energy Information Administration. Available: http://www.eia.doe.gov/
[66] A. K. Sven Gunnar Sundkvist, Mats Sjodin, Kjersti Wilhelmsen, Knut Asen, Alberto Tintinelli, "Azep Gas Turbine Combined Cycle Power Plants - Thermal Optimisation and LCA Analysis."
[67] D. Supple, "Units & Conversions Fact Sheet," ed: Massachusetts Institute of Technology, 2007.
[68] G. L. Kulcinski, "Greenhouse Gas Emissions from Nuclear and Renewable Energy Power Plants," ed: College of Engineering - University of Wisconsin-Madison.
[69] "Uma política de energia com ambição," ed. Ministério da Economia e da Inovação.
[70] "Duas vezes 20 até 2020," in *Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu e ao Comité das Regiões*, ed. Comissão das Comunidades Europeias, 2008.
[71] C. M. Ramos, "Renováveis - Grande e Pequena Hídrica," ed: Laboratório Nacional de Engenharia Civil, 2009.
[72] H. Teixeira, "Caracterização da Produção de Centrais Mini-Hídricas," FEUP, Universidade do Porto, 2009.
[73] "Encyclopedia of Energy," C. J. Cleveland, Ed., ed: Elsevier, 2004.
[74] A. Quelhas, "Overview of the Energy Policy in Portugal," ed: EDP, 2009.
[75] A. Machado. (2009, *Centrais de ciclo combinado avançam no Pego e em Lares*. Available: http://www.jornaldenegocios.pt/index.php?template=SHOWNEWS&id=385970
[76] "EU action against climate change - Leading global action to 2020 and beyond," ed. European Comission, 2009.
[77] T. Bradford, *Solar Revolution*: The MIT Press, 2006.
[78] "Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética," ed. Ministério da Economia e da Inovação, 2008.
[79] S. T. Stefan Lechenbohmer, "The mid-term potential for demand side energy effiency in the EU," ed: Wuppertal Institute for Climate, Environment, Energy.
[80] "Vision Paper for the EU Strategic Energy Technology Plan," ed: Ministério da Economia e da Inovação, 2007.
[81] Directorate-General for Energy and Transport, "European Energy and Transport - Trends to 2030," ed: European Comission, 2007.
[82] L. M. P. Capros, "The European energy outlook to 2010 and 2030," *Energy,* 2000.
[83] "Annual Energy Outlook 2008," Energy Information Administration2008.

[84] M. I. Soares, ed. Apontamentos da disciplina de EMER do DEEC - FEUP., 2009.
[85] J. W. Jon Birger Skjærseth, "Explaining the significant 2008 changes in EU emissions trading," in *International Studies Association 50th Annual Convention*, New York, 2009.

Apêndice A: Cálculo de Consumos

A.1 - Cálculo Consumo por unidade de energia de centrais produtoras a Carvão

Produção carvão (2007) – 11663 GWh

Consumo Carvão (2007) – 2707042 toe = 113338434 GJ

Valor energético do carvão – 30 (GJ/ton)

$$Consumo\ Produção\ Carvão = \frac{\frac{113338434\ (GJ)}{30({}^{GJ}/_{ton})}}{11663\ (GWh)} = 323{,}9259\ \left({}^{ton}/_{GWh}\right) = 0{,}323925\ ({}^{ton}/_{MWh})$$

A.2 - Cálculo Consumo por unidade de energia de centrais produtoras a Gás

Produção Gás (2009) – 409398000 GWh

Consumo Gás (2009) – 3152081000 mcf

1 mcf = 1,082 GJ

$$Consumo\ Produção\ Gás = \frac{3152081000 \times 1{,}082\ GJ}{409398000\ GWh} = 8{,}33\ ({}^{GJ}/_{MWh})$$

A.3 - Cálculo Consumo por unidade de energia de centrais produtoras a Fuel

Produção Fuel (2009) – 14887000 MWh

Consumo Fuel (2009) – 24982000 bbls

$$Consumo\ Produção\ FUEL = \frac{24982000\ (bbls)}{14887000\ (MWh)} = 1{,}6781084\ \left({}^{bbls}/_{MWh}\right)$$

A.4 - Cálculo Consumo por unidade de energia de centrais produtoras PRE Térmica

Consumo (Potência 1 MW)– 0,35 t/h

$$Consumo\ (ajustado\ \text{à}\ potência\ instalada) = Potência_{instalada} \times 0{,}35\ (t/h)$$

$$horas_{func\quad ano} = \frac{E_{produzida}(MWh)}{P_{instalada}(MW)}$$

$$Custo\ com\ combustível_{anual} = Consumo\left({}^{t}/_{h}\right) \times horas_{func\quad ano} \times Custo\ combustível({}^{€}/_{ton})$$